



TUGAS AKHIR - TE 141599

**PERHITUNGAN *CCT* (*CRITICAL CLEARING TIME*)
BERDASARKAN METODE TRAJEKTORI KRITIS UNTUK
MEMPERBAIKI METODE BCU SHADOWING**

Lalu Arya Repatmaja
NRP 2213105054

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



TUGAS AKHIR - TE 141599

**PERHITUNGAN *CCT* (*CRITICAL CLEARING TIME*)
BERDASARKAN METODE TRAJEKTORI KRITIS UNTUK
MEMPERBAIKI METODE BCU SHADOWING**

Lalu Arya Repatmaja
NRP 2213105054

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



FINAL PROJECT - TE 141599

**COMPUTATION OF CRITICAL CLEARING TIME (CCT)
BASED ON CRITICAL TRAJECTORY TO IMPROVE BCU
SHADOWING METHOD**

Lalu Arya Repatmaja
NRP 2213105054

Advisor
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2015

**PERHITUNGAN CCT (CRITICAL CLEARING TIME)
BERDASARKAN METODE TRAJEKTORI KRITIS
UNTUK MEMPERBAIKI METODE
BCU SHADOWING
TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

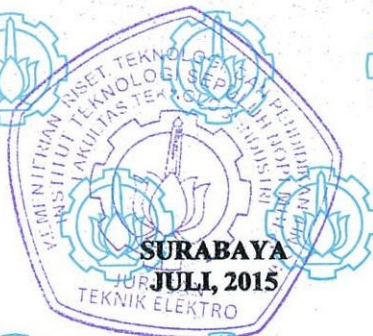
Menyetujui:

Dosen Pembimbing I,

Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
NIP. 197309271998031004

Dosen Pembimbing II,

Ir. Samsiul Anam, M.T.
NIP. 196307251990031002



PERHITUNGAN CCT (*CRITICAL CLEARING TIME*) BERDASARKAN METODE TRAJEKTORI KRITIS UNTUK MEMPERBAIKI METODE BCU SHADOWING

Nama : Lalu Arya Repatmaja
Pembimbing I : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Pembimbing II : Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

ABSTRAK

Dalam tugas akhir ini mengusulkan sebuah metode baru dalam analisa stabilitas transien untuk menghitung CUEP (*controlling unstable equilibrium point*) pada sistem tenaga listrik. Berbeda dari metode yang sudah ada, sebuah perumusan minimisasi dengan batasan permasalahan (*boundary value*) untuk mendapatkan CUEP diformulasikan guna merepresentasikan kondisi kritis sistem dalam stabilitas transient. Metode yang diusulkan ini menghitung secara langsung lintasan pada batas kestabilan sistem yang direpresentasikan sebagai trajektori kritis. Trajektori kritis merupakan sebuah lintasan trajektori yang dimulai dari titik *exit point* yang berada pada pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Selain mendapatkan CUEP, hal yang paling penting dalam analisa stabilitas transien adalah menghitung nilai CCT (*critical clearing time*) sistem. Keefektifan dan keakuratan dari metode yang diajukan akan disimulasikan pada sistem tenaga listrik Anderson and Fouad 3 generator 9 bus dan IEEE 6 generator 30 bus.

Kata Kunci : *Controlling Unstable Equilibrium Point, Stabilitas Transien, Exit Point, Fault On Trajectory, Trajektori Kritis, Critical Clearing Time.*



Halaman ini sengaja dikosongkan

COMPUTATION OF CRITICAL CLEARING TIME (CCT) BASED ON CRITICAL TRAJECTORY TO IMPROVE BCU SHADOWING

Name : Lalu Arya Repatmaja
Advisor I : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Advisor II : Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

ABSTRACT

In this final project proposes a new method for obtaining *controlling unstable equilibrium point* (CUEP) for transient stability analysis in electric power systems. Different from other method, a minimization problem with boundary value is formulated to attain CUEP by applying critical trajectory to obtain critical condition for transient stability analysis. The proposed method computes a trajectory that starting from exit point which a point on fault on trajectory until reach CUEP. The important subject for transient stability is to find critical clearing time (CCT). The effectiveness of the proposed method is simulated through simulations for various power systems such as : Anderson and Fouad 3 Generator 9 bus and IEEE 6 Generator 30 bus.

Keyword : *Controlling Unstable Equilibrium Point, Transient Stability, Exit Point, Fault On Trajectory, Critical Trajectory, Critical Clearing Time.*



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR SIMBOL dan SINGKATAN	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Metodologi	3
1.5. Relevansi	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
BAB 2 KESTABILAN TRANSIEN	
2.1 Pengertian Kestabilan	7
2.2 Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik	8
2.2.1 Kestabilan Sudut Rotor	8
2.2.2. Kestabilan Frekuensi	9
2.2.3. Kestabilan Tegangan	9
2.3 <i>Power Flow</i> (Aliran Daya)	10
2.3.1. Pembagian Bus Dalam Sistem Tenaga	11
2.4 Fungsi Energi (<i>Energy Function</i>)	11
2.5 CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>)	13
2.6 Lintasan Kritis (<i>Critical Trajectory</i>)	14
BAB 3 PEMODELAN SISTEM	
3.1. <i>Newton-Raphson Power Flow</i>	17
3.2. Reduksi Jaringan	22

3.3. Persamaan Ayunan (<i>Swing Equation</i>).....	23
3.4. Pemodelan Sistem.....	27
3.5. Perumusan Masalah	28
3.5.1. Kondisi Awal (<i>Initial Condition</i>).....	28
3.5.2. Metode Integrasi Numerikal	29
3.5.3. Batasan Permasalahan (<i>Boundary Value</i>).....	30
3.5.4. Modifikasi Persamaan Trapezoidal	31
3.5.5. Perumusan Minimalisasi.....	32
3.5.6. Aplikasi Metode Trajektori Kritis Ke Metode BCU	33
3.6. Metode <i>Newton-Raphson</i>	34
3.7. Langkah Perhitungan CCT dan CUEP	35

BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIA

4.1. Perhitungan <i>Critical Clearing Time</i> (CCT) pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	37
4.1.1. Penentuan Paramater Awal Pada Sistem Fouad dan Dan Anderson 3 Generator 9 Bus	39
4.1.2. Penentuan nilai SEP (<i>Stable Equilibrium Point</i>) Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	40
4.1.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan	41
4.1.4. Penentuan Nilai CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>)	48
4.1.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	48
4.1.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	51
4.2. Perhitungan <i>Critical Clearing Time</i> (CCT) pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	56
4.2.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	60
4.2.2. Penentuan nilai SEP (<i>Stable Equilibrium Point</i>) Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	61
4.2.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan	62

4.2.4. Penentuan Nilai CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>).....	69
4.2.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	70
4.2.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	73
BAB 5 PENUTUP	
5.1. Kesimpulan	79
5.2. Saran	80
DAFTAR PUSTAKA	81
RIWAYAT HIDUP PENULIS	83



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data Parameter Saluran Transmisi Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	39
Tabel 4.2	Data Bus Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	39
Tabel 4.3	Parameter Yang Didapatkan Dari Hasil <i>Power Flow</i> Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	40
Tabel 4.4	Nilai P_e Untuk Tiap Gangguan Pada Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	40
Tabel 4.5	Nilai Dari Masing – masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA.....	41
Tabel 4.6	Nilai SEP Untuk Sistem 3 Generator 9 Bus.....	41
Tabel 4.7	Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	48
Tabel 4.8	Perbandingan Nilai CCT dari Metode Yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode <i>Time Domain Simulation</i> Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	50
Tabel 4.9	Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus	57
Tabel 4.10	Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	59
Tabel 4.11	Parameter Yang Didapatkan Dari Hasil <i>Power Flow</i> Untuk Sistem 6 Generator 30 Bus	60
Tabel 4.12	Nilai P_e Untuk Tiap Gangguan Pada Sistem 6 Generator 30 Bus	60
Tabel 4.13	Nilai Dari Masing – masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA.....	61
Tabel 4.14	Nilai SEP Untuk Sistem 6 Generator 30 Bus.....	61
Tabel 4.15	Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	69
Tabel 4.16	Perbandingan Nilai CCT Dari Metode Yang Diusulkan Terhadap BCU Shadowing dan Metode <i>Time Domain Simulation</i> Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	72



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Proses Pengerjaan Metode Yang Diusulkan	6
Gambar 2.1	Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga	10
Gambar 2.2	Ilustrasi Bola Dalam Teori Fungsi Energi	11
Gambar 2.3	Hubungan Sudut Rotor Generator Terhadap Energi Berdasarkan Konsep Fungsi Energi	12
Gambar 2.4	Ilustrasi CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>)	13
Gambar 2.5	Trajektori UEP	14
Gambar 2.6	Ilustrasi Dari Lintasan Pada Sistem Tenaga Listrik Untuk Satu Generator Terhubung Ke – Bus <i>Infinite</i> Dengan Peredam (Damping)	15
Gambar 3.1	Ilustrasi Metode <i>Newton-Raphson</i>	18
Gambar 3.2	Pemodelan Klasik Generator.....	27
Gambar 3.3	Konsep Dari Trapezoidal	31
Gambar 4.1	<i>Single Line Diagram</i> Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	38
Gambar 4.2	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.3	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.4	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.5	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.6	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.7	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.8	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	44

Gambar 4.9	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	44
Gambar 4.10	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	44
Gambar 4.11	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.12	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.13	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.14	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.15	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.16	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.17	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.18	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.19	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.20	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di A.....	52
Gambar 4.21	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di B	52
Gambar 4.22	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di C	53

Gambar 4.23	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di D	53
Gambar 4.24	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di E.....	54
Gambar 4.25	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di F.....	54
Gambar 4.26	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di G	55
Gambar 4.27	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di H	55
Gambar 4.28	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di I.....	56
Gambar 4.29	<i>Single Line Diagram</i> IEEE 6 Generator 30 Bus ..	57
Gambar 4.30	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	62
Gambar 4.31	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik A Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	63
Gambar 4.32	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	63
Gambar 4.33	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik B Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	63
Gambar 4.34	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	64
Gambar 4.35	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik C Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	64
Gambar 4.36	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	64
Gambar 4.37	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik D Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	65
Gambar 4.38	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE	

	6 Generator 30 Bus.....	65
Gambar 4.39	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	65
Gambar 4.40	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.41	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik F Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.42	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.43	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik G Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.44	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.45	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik H Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.46	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.47	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik I Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.48	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.49	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik J Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	69
Gambar 4.50	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di A.....	73
Gambar 4.51	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di B.....	73

Gambar 4.52	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di C.....	74
Gambar 4.53	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di D	74
Gambar 4.54	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di E.....	75
Gambar 4.55	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di F	75
Gambar 4.56	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di G	76
Gambar 4.57	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di H	76
Gambar 4.58	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di I.....	77
Gambar 4.59	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di J.....	77



DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

$CCT (\tau)$	=	<i>Critical Clearing Time</i>
SEP	=	<i>Stable Equilibrium Point</i>
UEP	=	<i>Unstable Equilibrium Point</i>
CUEP	=	<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>
BCU	=	<i>Boundary Controlling Unstable</i>
COA / COI	=	<i>Center of Angle / Center of Inertia</i>
Pm	=	Daya Mekanis (<i>Prime Mover</i>)
Pe	=	Daya Listrik (Beban Listrik)
X_d'	=	Reaktansi Transien Generator Sinkron
V_{f_e}	=	Fungsi Energi (<i>Energy Function</i>)
V_k	=	Energi Kinetik Generator
V_p	=	Energi Potensial Rotor
V_m	=	Energi Magnetik Yang Tersimpan
V_d	=	Energi Disipasi Generator
X_0	=	Kondisi Awal (<i>initial condition</i>)
X_{m+1}	=	Kondisi Akhir (<i>end point</i>)
P_i	=	Daya aktif pada bus- <i>i</i>
Q_i	=	Daya reaktif pada bus- <i>i</i>
Y_{ij}, θ_{ij}	=	Magnitude Dan Sudut Fasa Dari Elemen Matrik Admitansi Y
V_i, δ_i	=	Magnitude Tegangan Dan Sudut Fasa Pada bus ke- <i>i</i>
V_j, δ_j	=	Magnitude Tegangan Dan Sudut Fasa Pada bus ke- <i>j</i>

$(k+1)$	=	Jumlah Iterasi Pada Metode <i>Newton-Rapson</i> Untuk <i>Power Flow</i>
$\Delta\delta_i$	=	Perubahan Sudut Tegangan Pada bus Ke- i
$\Delta V_i ^k$	=	Perubahan Magnitudo Tegangan Pada bus ke- i
ω_i	=	Kecepatan Sudut Rotor Generator- i ;
δ_i, θ_i	=	Sudut Rotor Generator- i ;
M_i	=	Momen Inersia Generator- i ;
D_i	=	Konstanta Damping- i ;
E_a	=	Tegangan Armatur Generator
V_{ih}	=	Tegangan Terminal Generator bus i -th
Δt	=	<i>Time Step</i> Pada Integrasi <i>Runge Kutta</i>
k_1	=	Nilai Pendekatan Awal Integrasi <i>Runge Kutta</i>
k_2	=	Nilai Pendekatan Kedua Integrasi <i>Runge Kutta</i>
k_3	=	Nilai Pendekatan Ketiga Integrasi <i>Runge Kutta</i>
k_4	=	Nilai Pendekatan Akhir Integrasi <i>Runge Kutta</i>
d	=	Jarak Antar Titik Pada Modifikasi Persamaan <i>Trapezoidal</i>
δ^{exit}	=	<i>Exit Point</i>
k	=	Jumlah Titik-Titik Penghubung Pada Persamaan <i>Trapezoidal</i>

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya yang berlimpah, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul : **“Perhitungan CCT (*Critical Clearing Time*) Berdasarkan Metode Trajektori Kritis Untuk Memperbaiki Metode BCU Shadowing**” tepat pada waktunya. Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan studi pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Kepada kedua orang tua saya dan kedua adik – adik saya (Riska dan Lia) dimana mereka selalu memberikan support maupun doa hingga penulis mampu menyelesaikan dan menyusun buku tugas akhir ini dengan sebaik – baik mungkin. Untuk kedua adik saya (Riska dan Lia) semoga kuliahnya lancar dan cepat lulus.
2. Bapak Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng. dan Bapak Ir. Sjamsjul Anam, M.T. selaku dosen pembimbing penulis dalam memberikan pengetahuan, ilmu, arahan beserta waktu yang diberikan dalam membimbing penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Keluarga EI-14 yang selama ini memberikan pelajaran yang banyak selama penulis menyelesaikan *study* di surabaya dari maba hingga sampai saat ini.
4. Luh Sriningsih yang selama ini selalu memberikan dukungan dan semangat kepada penulis hingga bisa menyelesaikan tugas akhir ini.
5. Seluruh teman – teman dan *crew member* Lab LIPIST B204 yang telah memberikan saran-saran dan selama ini menjadi tempat penulis dalam mengerjakan tugas akhir.
6. Semua teman – teman angkatan 2010 Gadteli Cuk D3 Teknik Elektro ITS.
7. Seluruh teman – teman LJ Gasal 2013 terutama untuk azhar dan sophyan atas bantuan, arahan , dan waktu yang diberikan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
8. Teman – teman dari Sandikala Crew semoga sukses selalu dengan jalan yang sudah di tempuh masing – masing.

9. Seluruh Staf pengajaran Teknik Elektro ITS.

10. Semua pihak yang telah membantu dalam pelaksanaan dan penyusunan laporan Tugas Akhir yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu hingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan tepat waktu.

Besar harapan penulis agar Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi pembaca terutama yang tertarik untuk mempelajari kestabilan transien dalam sistem tenaga listrik. Penulis juga berharap Tugas Akhir ini dapat menjadi acuan dalam perkembangan ilmu pengetahuan maupun teknologi terutama didalam bidang sistem tenaga terutama dalam analisa stabilitas transien. Jika terdapat kesalahan secara sengaja maupun tidak disengaja dan secara lisan maupun tulisan, penulis memohon maaf yang sebesar – besarnya.

Surabaya, Juli 2015

Penulis

RIWAYAT HIDUP



Nama lengkap penulis adalah Lalu Arya Repatmaja, Penulis lahir di kota Dili (Timor Leste) 17 Juni 1992. Merupakan anak pertama dari 3 bersaudara dari pasangan Lalu Wiraganda dan Ni Nyoman Sujanawati. Penulis memulai pendidikan dari SD. 1,2,5 Banyuasri-Singaraja, kemudian pada tahun 2004 penulis melanjutkan pendidikan di SMPN 1 Singaraja, lulus pada tahun 2007 kemudian penulis melanjutkan pendidikan ke SMAN 4 Singaraja. Pada tahun 2010 penulis melanjutkan ke jenjang perguruan tinggi di D3 Teknik Elektro ITS, kemudian pada tahun 2013 penulis melanjutkan ke jenjang Strata 1 di Teknik Elektro ITS Surabaya dengan konsentrasi teknik sistem tenaga. Selama mengikuti masa perkuliahan di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi – organisasi di ITS dan penulis pernah berkontribusi dalam kegiatan keilmiah seperti OSN Pertamina, UIInnovation Festival, dan Program Kreativitas Mahasiswa (PKM). Penulis dapat dihubungi melalui email arya.repatmaja10@gmail.com.



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Analisa kestabilan transien memegang peranan penting dalam menjaga operasi sistem tenaga listrik. Selama ini analisa kestabilan transien masih banyak menggunakan integrasi numerikal dari persamaan difrensial non linear. Salah satu metode metode populer dalam analisa stabilitas transien ialah metode *time domain simulation* [13]. TDS merupakan sebuah metode tidak langsung (*undirect*) dalam menentukan CCT berdasarkan batas antara *range* waktu stabil dan waktu tidak stabil. Metode ini cukup akurat dalam menentukan waktu pemutusan kritis yang diijinkan dari sistem tenaga serta mampu memberikan gambaran sistem tenaga akan kestabilan transien. Akan tetapi integrasi numerikal yang begitu panjang dalam perhitungan CCT memerlukan waktu yang lama dalam proses iterasinya. Hal ini menjadi tidak efektif jika diterapkan dalam analisa kestabilan transien, mengingat interval pola perubahan gangguan-gangguan yang sangat cepat (*millisecond*) [1].

Berkembang metode dalam analisa kestabilan transien berdasarkan fungsi energi, metode ini merupakan pendekatan alternatif dimana kestabilan sistem tenaga dapat ditentukan berdasarkan fungsi energi [3]. Keuntungan dari metode ini dapat memberikan penilaian yang cepat dan efisien untuk setiap jenis gangguan. Kekurangan dari metode ini ialah keakurasian dalam penentuan kestabilan sistem terutama untuk model sistem tenaga yang kompleks.

Dilakukan pengembangan dari metode fungsi energi, metode BCU [5] merupakan metode dalam analisa kestabilan transien pada sistem tenaga yang bekerja menggunakan prinsip *minimum gradien point* dari fungsi energi. Namun pada beberapa kasus metode BCU memiliki kemungkinan gagal dalam menemukan *exit point* pada *gradient* sistem sehingga CUEP gagal ditemukan akibat perhitungan yang tidak konvergen. Pada refrensi [6], dilakukan pengembangan metode BCU berbasis *shadowing*, dimana pada metode *shadowing* ini mengatasi permasalahan dalam menentukan *exit point* pada *minimum gradien point* sistem yang tereduksi akibat perhitungan yang tidak konvergen. Metode ini sangat cepat dan efisien dalam proses iterasinya, akan tetapi permasalahan dalam metode ini terletak pada keakurasian dari metode ini akibat penggunaan fungsi energi selain itu juga metode BCU Shadowing ini hanya dapat digunakan pada model sistem tenaga terbatas.

Dalam tugas akhir ini, diusulkan metode baru pada analisa kestabilan transien menggunakan metode trajektori kritis. Berbeda dari metode yang sudah ada, sebuah perumusan minimisasi dengan batasan permasalahan (*boundary value*) untuk mendapatkan CUEP diformulasikan pada metode trajektori kritis. Dalam pengerjaan tugas akhir ini, CUEP dirumuskan dalam perumusan minimisasi untuk mendapatkan trajektori kritis dari gradient sistem yang didefinisikan sebagai gradient energi potensial dari fungsi energi [11] pada metode BCU.

Dengan menggunakan perumusan minimisasi, CUEP dianggap sebagai permasalahan *last square minimization* yang diselesaikan menggunakan metode *newton-raphson* dan membutuhkan *Jakobian* matriks dalam pengerjaannya. Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diajukan, dilakukan simulasi untuk berbagai macam model power sistem, seperti pada model power sistem Anderson and Fouad 3 generator 9 bus dan model power sistem IEEE 6 generator 30 bus.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun perumusan masalah dari pengerjaan tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana menghitung nilai CUEP pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis ?
2. Bagaimana cara menentukan nilai CCT pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis yang diaplikasikan ke dalam metode BCU.

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari pengerjaan tugas akhir ini adalah :

1. Menghitung CUEP pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis.
2. Menentukan nilai CCT pada sistem multimesin di tiap titik-titik gangguan menggunakan metode trajektori kritis.

1.4 Metodologi

1. Studi Literatur

Mempelajari studi kestabilan transien pada sistem multimesin dari literatur – literatur maupun paper - paper yang dapat menunjang pengerjaan tugas akhir ini. Seperti mempelajari tentang metode BCU yang prinsipnya berdasarkan *gradient* point untuk menentukan *exit point* [5], kekurangan pada metode BCU ini hingga pengembangan metode Shadowing guna memperbaiki metode BCU [6]. Selain itu, penulis mempelajari metode baru dalam analisa

stabilitas transient untuk sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis seperti pada refrensi [7-11] yang berbasis *boundary value* pada tiap metodenya.

2. Pemodelan Sistem dan Simulasi

Berdasarkan data yang diperoleh dari studi literatur pada sistem Fouad dan Anderson 3 generator 9 bus dan IEEE 6 generator 30 bus, maka data tersebut akan menjadi *input* yang akan diolah dalam bentuk listing program pada matlab. Berdasarkan refrensi [1] kestabilan yang dibahas dalam tugas akhir ini ialah kestabilan sudut rotor yang diakibatkan adanya gangguan transien dalam sistem tenaga. Dalam pengerjaan tugas akhir ini, gangguan transien timbul akibat adanya hubung singkat 3 phasa pada saluran transmisi *double circuit* pada salah satu salurannya. Selain itu dalam pemodelan generator, rotor yang digunakan ialah berjenis *non salient pole* atau *round rotor machine*.

Berdasarkan refrensi [1], gangguan transien memiliki periode yang sangat singkat, jika dilakukan pengamatan untuk waktu sekarang maka hal tersebut sangat tidak mungkin untuk dilakukan. Sehingga dilakukan simulasi untuk mengetahui kondisi rotor dari generator yang direpresentasikan sebagai sudut rotor generator. Simulasi dilakukan berdasarkan metode trajektori kritis yang dibuat dalam bentuk listing program pada matlab.

3. Analisa Data

Berdasarkan pemodelan dan simulasi sehingga nilai CCT dan nilai CUEP dari metode yang diusulkan ini didapatkan. Dilakukan perbandingan dari metode yang diusulkan dalam tugas akhir ini terhadap metode BCU shadowing. Untuk mengetahui keakuratan dan keefektifan maka metode yang diusulkan dan metode BCU Shadowing dibandingkan dengan metode *Time Domain Simulation* (TDS).

5. Penulisan Buku Tugas Akhir

Penulisan buku tugas akhir didapatkan setelah semua keseluruhan proses penelitian selesai. Buku tugas akhir nantinya dibuat berdasar data nyata dan real serta berdasarkan fakta ilmiah yang dapat dipertanggung jawabkan kebenarannya.

1.5 RELEVANSI

Manfaat dari tugas akhir ini adalah diharapkan dapat menjadi referensi studi analisa kestabilan transien untuk menyempurnakan metode – metode yang sudah ada.

1.6 SISTEMATIKA PENULISAN

BAB I Pendahuluan

Pada bab ini membahas mengenai garis besar pengerjaan tugas akhir yang meliputi latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, relevansi atau manfaat tugas akhir, dan sistematika penulisan. Sehingga pada bagian ini, gambaran permasalahan yang diangkat terkait metode yang diusulkan terpapar dengan jelas, yaitu untuk menentukan nilai CCT dan CUEP.

BAB II Kestabilan Transient

Pada bab ini membahas mengenai teori kestabilan dalam sistem tenaga, klasifikasi kestabilan dalam sistem tenaga beserta pembagiannya berdasarkan IEEE dan CIGRE *task force*, analisa aliran daya (*power flow*), persamaan ayunan (*swing equation*), fungsi energy (*energy function*), CUEP (*controlling unstable equilibrium point*), hingga lintasan kritis (*critical trajectory*).

BAB III Pemodelan Sistem

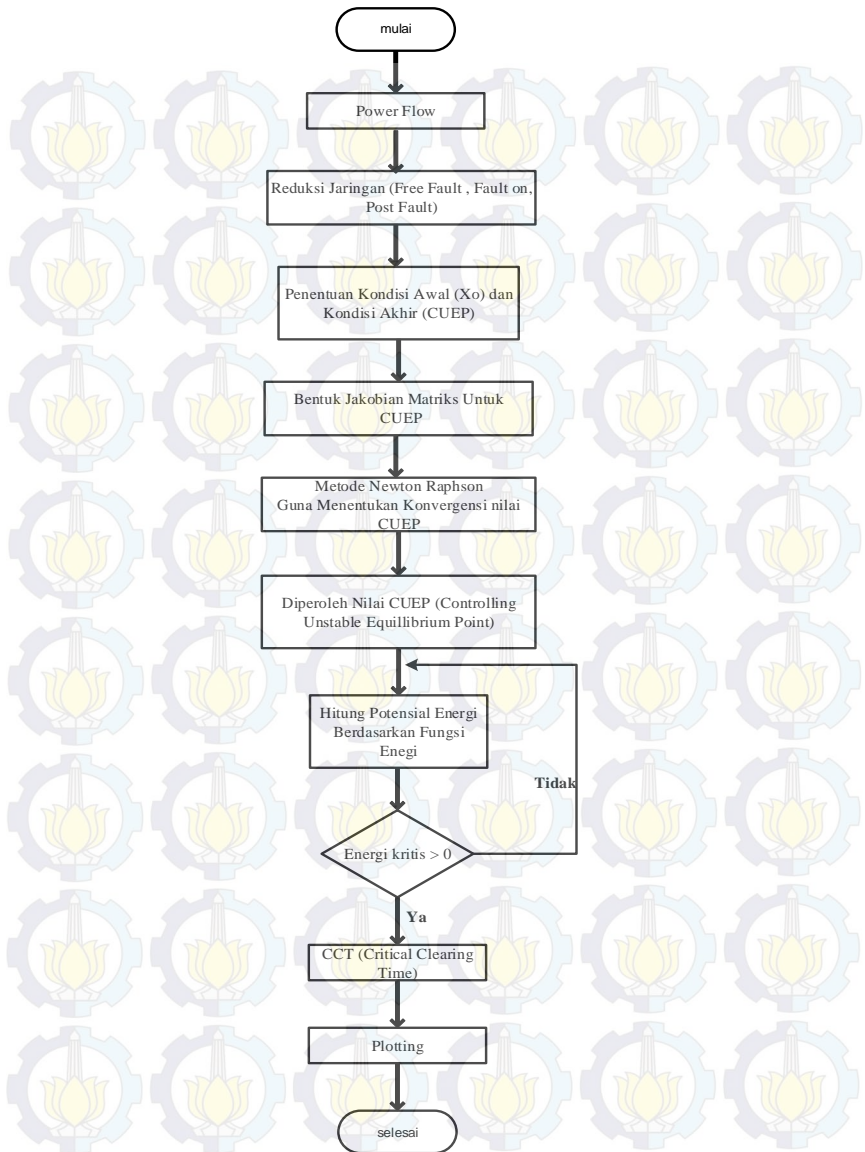
Metode trajektori kritis dalam analisa stabilitas transien pada sistem tenaga merupakan sebuah metode dalam analisa kestabilan transien berbasis *boundary value*. Dimana pada metode ini, batasan awal (*initial condition*) berupa CCT dan *exit point* sedangkan untuk batasan akhir (*end point*) dalam tugas akhir ini berupa CUEP. Pada bab ini akan dijelaskan mengenai alur atau langkah-langkah guna mendapatkan CCT dan CUEP seperti pada Gambar 1.1.

BAB IV Simulasi dan Analisa

Pada bab ini berisi tentang hasil simulasi dari metode yang diusulkan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus dan IEEE 6 Generator 30 Bus. Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan maka akan dilakukan perbandingan terhadap metode BCU Shadowing dan metode *time domain simulation*.

BAB V Penutup

Pada bab ini berisi tentang kesimpulan yang didapat dalam pengerjaan tugas akhir ini berdasarkan data dari hasil simulasi. Saran akan diberikan penulis guna pengembangan dari metode ini agar bisa dijadikan referensi dalam analisa kestabilan transien pada sistem multimesin dengan sistem yang lebih kompleks.



Gambar 1.1 Proses Pengerjaan Metode Yang Diusulkan

BAB 2

KESTABILAN TRANSIEN

2.1. Pengertian Kestabilan

Berdasarkan refrensi [1], kecenderungan sistem tenaga untuk mengembalikan daya yang sama atau lebih besar dari daya gangguan untuk mempertahankan kondisi seimbang dinamakan stabilitas. Dalam kondisi normal, semua generator berputar dalam kecepatan sinkron sehingga terdapat keseimbangan antara daya mekanis (*prime mover*) dan daya output elektrik (beban listrik). Variasi beban yang fluktuatif menyebabkan sistem tenaga listrik beroperasi secara non linear. Ketika terjadi gangguan hal ini dapat menyebabkan perbedaan antara daya mekanis dan daya elektrik yang dapat menyebabkan terbentuknya torsi askelerasi. Jika daya yang dihasilkan untuk mempertahankan mesin dalam keadaan sinkron dengan yang lain cukup untuk mengatasi daya gangguan, maka sistem dikatakan stabil (sinkron). Kelebihan daya mekanis menyebabkan putaran rotor generator semakin meningkat akibat beban yang dipikul generator lebih sedikit. Sedangkan, kelebihan daya elektrik menyebabkan putaran rotor dari generator akan semakin melambat akibat pembebanan generator. Diharapkan dengan kontrol yang baik dapat menjaga stabilitas dalam sistem tenaga.

Kestabilan dalam sistem tenaga listrik dipengaruhi oleh jenis gangguan, jenis gangguan dibedakan menjadi 2 macam, yaitu gangguan yang bersifat kecil dan gangguan yang bersifat besar. Gangguan kecil merupakan satu dari elemen sistem dinamis yang dapat dianalisis menggunakan persamaan linear. Gangguan kecil yang terjadi berupa perubahan pada sisi beban atau pembangkit secara acak, pelan, dan bertingkat. Sedangkan gangguan besar dalam hal yang dimaksud ialah gangguan hubung singkat (*short circuit*) pada saluran transmisi, maupun hilangnya sinkronisasi pada generator. Gangguan yang bersifat besar ini dapat mengakibatkan kejutan tegangan pada bus dan harus segera dihilangkan karena gangguan ini dapat mengakibatkan kerusakan peralatan – peralatan pada sistem tenaga di dalamnya bahkan untuk kondisi lebih buruk dapat mengakibatkan padam total (*black out*) sistem.

Menurut refrensi [2], melihat perkembangan dari sistem tenaga yang semakin luas, sangat kompleks, dan terinterkoneksi maka studi tentang stabilitas dalam sistem tenaga dewasa ini menjadi sangat penting untuk mengetahui performa dinamis sistem serta untuk mengevaluasi dampak dari gangguan yang ditimbulkan dan juga sebagai kehandalan.

2.2. Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Berdasarkan referensi [1], dalam pengklasifikasian kestabilan pada sistem tenaga perlu mempertimbangkan hal – hal seperti berikut :

1. Sifat dari kestabilan (kestabilan dalam sistem tenaga) yang dapat diamati jika terjadi perubahan.
2. Besarnya gangguan yang dapat mempengaruhi metode perhitungan guna memprediksi stabilitas sistem.
3. Adanya perangkat (*kontroller*) dan rentang waktu dalam penilaian batas stabilitas sistem.

Menurut IEEE dan CIGRE *task force* tahun 2004, untuk mempermudah dalam menganalisa kestabilan maka didalam sistem tenaga klarifikasi kestabilan dibagi menjadi 3 kategori, yaitu:

1. Kestabilan sudut rotor
2. Kestabilan frekuensi
3. Kestabilan tegangan

Gambar 2.1 menunjukkan pengklasifikasian kestabilan sistem tenaga. Berdasarkan gambar tersebut, terdapat tiga hal penting dalam kestabilan sistem tenaga diantaranya adalah kestabilan sudut rotor, kestabilan tegangan, dan kestabilan frekuensi. Penjelasan dari ketiga kestabilan tersebut dijelaskan pada sub berikut :

2.2.1. Kestabilan Sudut Rotor

Berdasarkan referensi [1], kestabilan sudut rotor didefinisikan sebagai kemampuan dari beberapa mesin sinkron dalam sistem tenaga yang saling terinterkoneksi untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah terjadi gangguan. Ketika sistem mengalami gangguan terdapat perbedaan antara daya mekanis (*prime mover*) dan daya listrik (beban) yang dapat mengakibatkan percepatan maupun perlambatan putaran rotor generator.

Kestabilan sudut rotor dibagi menjadi 2 kategori, yaitu :

1. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil : mempunyai kurun waktu sekitar 10-20 detik setelah gangguan. Pada stabilitas jenis ini tergantung pada keadaan operasi awal sistem tenaga. Efek yang timbul akibat kestabilan jenis ini ialah peningkatan sudut rotor secara periodik akibat kurangnya torsi sinkronisasi dan

sudut rotor terus berosilasi akibat kurangnya torsi redaman (*damping torque*).

2. Kestabilan transien atau kestabilan sudut rotor gangguan besar yaitu kemampuan dari sistem tenaga untuk mempertahankan keadaan sinkron ketika terjadi gangguan besar, seperti hubung singkat pada saluran transmisi (hubung singkat yang dimaksud disini ialah hubung singkat simetri). Untuk kestabilan ini terjadi antara kurun waktu 3-5 detik.

2.2.2. Kestabilan Frekuensi

Menurut refrensi [1], kestabilan frekuensi didefinisikan sebagai kemampuan dari sistem tenaga untuk menjaga frekuensi yang diijinkan/konstan (*steady*) setelah mengalami gangguan yang dapat mengakibatkan ketidakseimbangan signifikan antara pembangkitan dan beban. Ketidakstabilan yang terjadi akibat frekuensi yang berubah - ubah secara berkelanjutan dapat menyebabkan trip pada generator. Berdasarkan kurun waktu, kestabilan jenis ini dibedakan menjadi 2, yaitu kestabilan jangka pendek dan kestabilan jangka panjang.

2.2.3. Kestabilan Tegangan

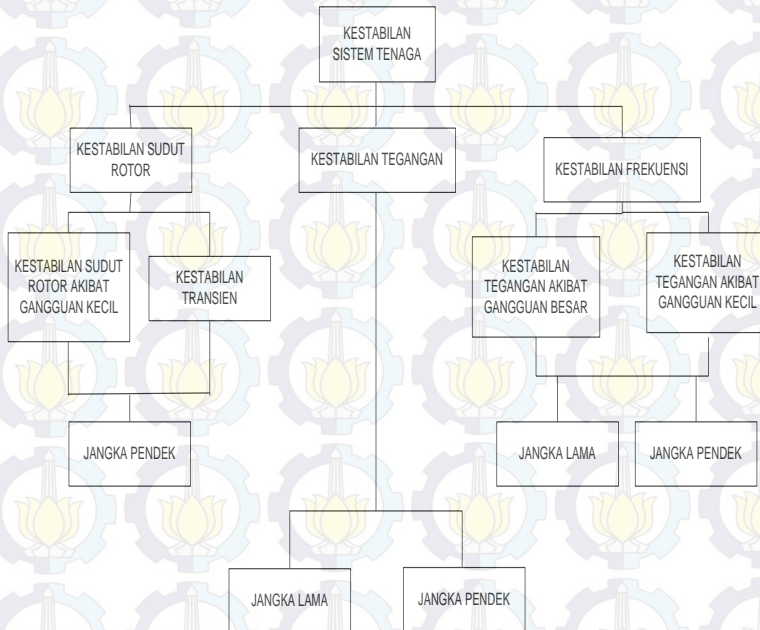
Menurut refrensi [1], kestabilan tegangan mengacu pada kemampuan sistem tenaga listrik untuk menjaga atau mempertahankan kondisi tegangan pada tiap bus ketika terjadi gangguan. Akibat yang mungkin terjadi karena ketidakstabilan tegangan adalah kehilangan beban pada suatu area atau putusnya jaringan transmisi akibat kinerja relay proteksi.

Kestabilan tegangan diklasifikasikan menjadi 2 yaitu :

1. Kestabilan tegangan akibat gangguan besar adalah kemampuan dari sistem untuk menjaga tegangan pada kondisi yang diijinkan (*steady*) setelah mengalami gangguan besar seperti gangguan hubung singkat (*short circuit*) , lepasnya pembangkit (*loss of generation*).
2. Kestabilan tegangan akibat gangguan kecil adalah kemampuan dari sistem untuk menjaga tegangan pada kondisi yang diijinkan (*steady*) setelah mengalami gangguan kecil seperti fluktuasi beban. Pada kestabilan jenis ini sangat dipengaruhi oleh karakteristik dari jenis beban.

Selain berdasarkan jenis gangguan, pengelompokan kestabilan tegangan dapat dibedakan berdasarkan kurun waktu. Untuk kurun waktu

terjadinya kestabilan ini dapat dibedakan menjadi 2 macam yaitu fenomena jangka pendek yang diakibatkan *starting* motor induksi, pengaruh dari *converters* HVDC, dan beban – beban elektronika lainnya. Sedangkan untuk fenomena jangka panjang dipengaruhi akibat perubahan tap pada transformer, dan pembatas arus pada generator.



Gambar 2.1. Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga

2.3. *Power Flow* (Aliran Daya)

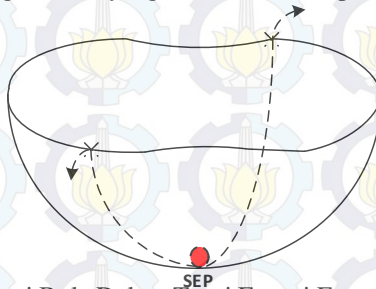
Dalam sistem tenaga listrik, analisa aliran daya berperan penting dalam menjaga monitoring dan operasi sistem. Melalui analisa aliran daya, parameter – parameter seperti besarnya magnitudo tegangan dan sudut fasa tegangan pada di tiap bus dalam kondisi normal (*steady state*) dan penomoran dari tiap bus dapat diketahui. Dengan diketahuinya besarnya magnitudo tegangan beserta sudutnya sehingga dapat dicari besarnya daya aktif dan daya reaktif dari tiap bus. Melalui analisa aliran daya juga dapat mengetahui rugi-rugi jaringan pada jaringan, dapat mengetahui perbedaan akan daya yang yang dibangkitkan dan daya yang

diterima dan dapat mengetahui kondisi suatu beban/peralatan dalam kondisi *under voltage* maupun *over voltage*.

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, analisa aliran daya digunakan untuk mendapatkan parameter awal berupa sudut rotor (δ_0) dan daya mekanis P_m dapat diperhitungkan dengan memperhatikan perubahan tegangan dari bus yang didapatkan dari analisa aliran daya.

2.4 Fungsi Energi (Energy Function)

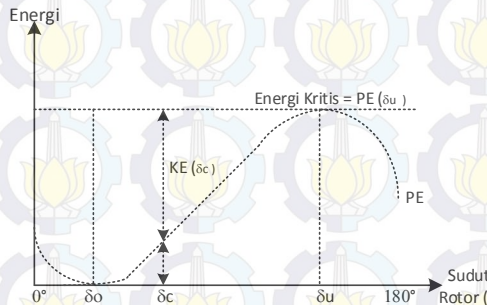
Berdasarkan referensi [3], fungsi energi merupakan salah satu metode pendekatan dalam analisa kestabilan transien untuk metode langsung (*direct*). Merupakan pengembangan dari metode *Lyapunov II*, dimana fungsi energi erat kaitannya dengan energi kinetik, energi potensial, dan energi magnetik dari generator. Energi kinetik berhubungan dengan gerakan relatif dari rotor generator sedangkan energi potensial berhubungan dengan elemen jaringan. Ide dasar dalam metode ini agar sistem tenaga listrik dapat memberikan kontingensi setelah terjadi gangguan dengan membandingkan total energi sistem yang diperoleh selama gangguan terjadi dengan nilai energi potensial. Teori fungsi energi dalam analisa kestabilan transien dapat dianalogikan seperti bola yang menggelinding dalam sebuah cawan, dimana yang menjadi koordinat adalah sudut rotor generator yang diilustrasikan seperti pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Ilustrasi Bola Dalam Teori Fungsi Energi

Pada kondisi awal bola berada didasar cawan dan dapat direpresentasikan sebagai titik SEP atau bola dalam keadaan stabil. Ketika energi kinetik diberikan ke bola, maka bola akan menggelinding. Jika bola berhasil mengkonversi energi kinetik tersebut, maka bola akan kembali ketitik SEP. Jika energi kinetik yang diterima bola terlalu besar menyebabkan bola akan keluar dari cawan. Kondisi seperti ini direpresentasikan sebagai kondisi yang tidak stabil.

Jika ilustrasi pada Gambar 2.2 diaplikasikan pada analisa kestabilan transien pada sistem tenaga maka permukaan dalam pada cawan merepresentasikan permukaan energi potensial sedangkan daerah tepi pada cawan dapat direpresentasikan sebagai batas energi potensial (energi kritis). Awalnya generator berada pada kondisi SEP, kemudian jika terjadi gangguan maka titik keseimbangan akan terganggu dan generator akan berakselerasi. Energi kinetik dari generator tidak mampu terserap sepenuhnya oleh beban akibatnya sudut rotor meningkat dan meninggalkan kondisi semula di titik SEP saat (δ_0). Setelah gangguan berhasil dinetralisir, energi kinetik akan dikonversi menjadi energi potensial sama seperti keadaan bola pada saat menggelinding dalam cawan. Energi kritis dari generator dapat dicari ketika energi kinetik bernilai nol. Agar sistem kembali ke titik SEP, maka sistem harus mampu menyerap energi kinetik dan mengubahnya menjadi energi potensial. Ilustrasi hubungan generator terhadap konsep fungsi energi digambarkan seperti pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Hubungan Sudut Rotor Generator Terhadap Energi Berdasarkan Konsep Fungsi Energi

Secara matematis fungsi energi, dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$V_{f_e} = V_k + V_p + V_m + V_d \quad (2.1)$$

$$V_{PE} = V_p + V_m \quad (2.2)$$

Dimana :

$$V_k = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 = \text{energi kinetik generator berdasarkan COA.} \quad (2.3)$$

$$V_p = - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^s) = \text{energi potensial rotor.} \quad (2.4)$$

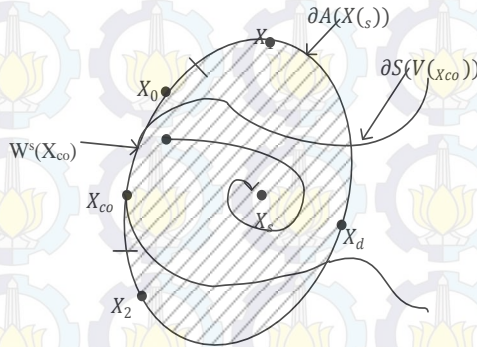
$$V_m = -\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n [E_i E_j B_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \cos(\theta_{is} - \theta_{js})] \quad (2.5)$$

= merupakan energi magnetik dari generator.

$$V_d = 0 = \text{energi disipasi dari generator.} \quad (2.6)$$

2.5 CUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point)

CUEP merupakan suatu metode dalam menentukan batas kestabilan dalam sistem tenaga. Berdasarkan referensi [5], CUEP merupakan kumpulan mesin atau beberapa mesin yang akan lepas sinkron jika terjadi gangguan dalam sistem tenaga. Ilustrasi dari CUEP dapat dilihat seperti pada Gambar 2.4 berikut.



Gambar 2.4 Ilustrasi CUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point)

Pada gambar diatas, X_s adalah titik SEP dan daerah di dalam X_s merupakan batas daerah stabil. Lintasan gangguan ditunjukkan oleh $\partial S(V(X_{co}))$. Jika gangguan diputus lebih dari waktu pemutusan yang diijinkan maka sistem akan melewati *exit point* ($\partial A(X(s))$) yang jika diteruskan maka akan mencapai CUEP atau batas kestabilan sistem yang direpresentasikan dengan $W^s(X_{co})$.

Berdasarkan referensi [12], metode CUEP didapatkan dari beberapa tahapan seperti berikut berikut :

1. Menentukan Energi Kritis

Energi kritis dapat dicari berdasarkan fungsi energi sesuai dengan persamaan (2.2). Energi kritis dapat dicari ketika energi kinetik bernilai nol. Energi kritis dicari pada saat CUEP.

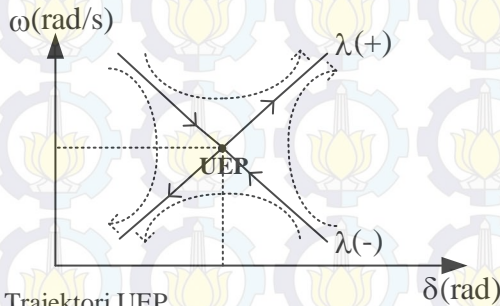
2. Pendekatan Batas Kestabilan.

Pada tahap ini, pendekatan batas kestabilan dapat dicari diantara titik SEP dan titik CUEP.

3. Penentuan Kestabilan Langsung (Direct Stability)

Untuk penentuan kestabilan langsung ini konsepnya membandingkan menghitung nilai dari fungsi energi setelah gangguan. Jika nilai energi setelah gangguan diputus lebih kecil dari pada nilai energi kritis, maka sistem akan stabil setelah gangguan diputus.

Menurut refrensi [3], trajektori dari UEP untuk sistem satu mesin yang terhubung ke *infinite bus* dapat digambarkan seperti pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Trajektori UEP

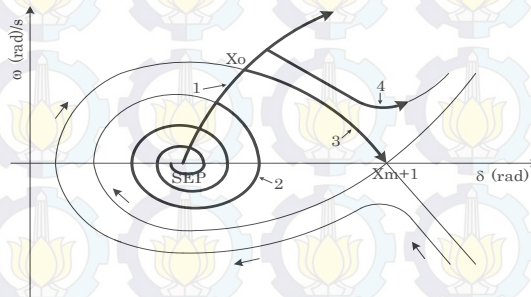
Pada Gambar 2.5 trajektori dari UEP memiliki titik *bifurcation point*, yang artinya walaupun diintegrasikan berapakahpun tidak akan pernah bertemu dan tidak akan pernah mencapai titik UEP, jadi bisa kearah stabil dan tidak stabil. Arah stabil maupun tidak stabil dapat dilihat dari nilai real *eigen value*, jika *real eigen value* CUEP bernilai positif $(+\lambda)$ menandakan bahwa sistem tidak stabil. Sedangkan jika nilai real *eigen value* CUEP bernilai negatif $(-\lambda)$ maka sistem dikatakan stabil.

2.6 Lintasan Kritis (Critical Trajectory)

Berdasarkan refrensi [7-11], lintasan kritis (*critical trajectory*) didefinisikan sebagai lintasan yang dimulai dari titik (X_0) yang berada pada kurva *fault on trajectory* dan mencapai kondisi akhir (X_{m+1}) saat CUEP [11]. Antara titik X_0 dan titik X_{m+1} sebelumnya tidak pernah terhubung, untuk menghubungkan kedua titik ini digunakan persamaan *trapezoidal* yang akan dijelaskan pada bab 3.

Metode lintasan kritis (*critical trajectory*) merupakan formulasi baru dalam analisis stabilitas transien. Sebuah fungsi khusus dari metode yang diusulkan terletak pada kemampuannya untuk memberikan CCT yang tepat tanpa suatu perkiraan. Ilustrasi lintasan kritis (*critical trajectory*) digambarkan seperti pada Gambar 2.6.

Untuk menggambarkan metode *critical trajectory*, perilaku dinamis dari suatu sistem tenaga listrik ditunjukkan pada gambar 2.7, dimana contoh yang digunakan untuk sistem satu generator yang terhubung ke *infinite bus* dengan menggunakan *damping*.



Gambar 2.6 Ilustrasi Dari Lintasan Kritis Pada Sistem Tenaga Listrik Untuk Sistem Satu Generator Terhubung Ke Bus Infinite Dengan Peredam (Damping).

Empat jenis lintasan ditunjukkan dalam Gambar 2.6, lintasan “1” adalah kurva lintasan saat terjadi gangguan (*fault-on trajectory*), lintasan “2” adalah saat dimana sistem sudah mencapai kestabilannya karena gangguan dapat dinetralisir / dihilangkan sebelum waktu pemutus kritisnya (CCT). Lintasan “3” adalah lintasan yang terbentuk ketika sistem dalam keadaan kritis. Di dalam metode ini yang disulkan ini lintasan “3” disebut sebagai lintasan kritis (*critical trajectory*). Lintasan kritis akan mencapai UEP pada titik X_{m+1} . Sedangkan untuk lintasan “4” sistem dikatakan tidak stabil akibat gangguan diputus lebih dari waktu pemutus kritis yang diijinkan (CCT).



BAB 3

PEMODELAN SISTEM

Dalam perhitungan untuk mendapatkan nilai CCT dan CUEP dari metode yang diusulkan ini perlu dilakukan beberapa langkah guna mendapatkan parameter – parameter yang dibutuhkan di tiap proses iterasinya. Adapun langkah – langkah perhitungan guna mendapatkan CCT dan CUEP pada metode yang diusulkan ini dijelaskan oleh penulis pada bab 3 ini.

3.1. *Newton-Raphson Power Flow*

Seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya, *power flow* merupakan langkah awal dalam analisa kestabilan transien. Sebelum melakukan studi tentang analisa kestabilan, diwajibkan *power flow* harus benar dalam artian tidak ada bus yang dalam keadaan *under voltage* maupun *over voltage*. Dari proses *power flow* akan didapatkan parameter-parameter awal seperti nilai dari parameter saluran, jumlah dari *shunt capacitor* dan *reactor*, jumlah transformator yang digunakan dan penomoran pada tiap – tiap bus berdasarkan matriks admitansi Y_{bus} seperti berikut.

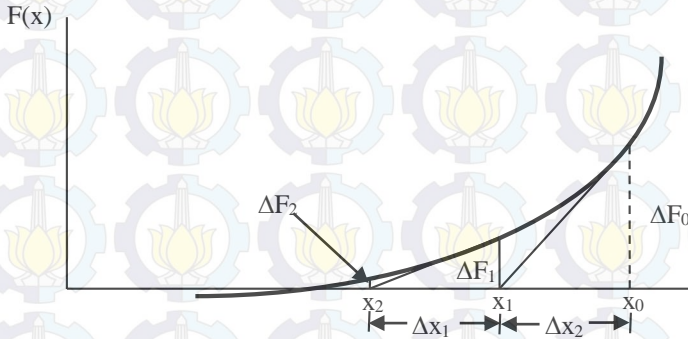
$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Setelah dilakukan pembacaan data sistem maka dilakukan perhitungan untuk mengetahui besarnya aliran daya dari sistem. Dengan menggunakan matriks admitansi (Y_{bus}) diatas sehingga persamaan umum *power flow* dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \quad (3.2)$$

Metode *Newton-Raphson* merupakan metode yang dikembangkan dari deret *Taylor* untuk mendapatkan turunan persamaan matematika dalam penentuan matrik *Jacobian* yang akan digunakan sebagai dasar perhitungan iterasi. Metode *Newton-Raphson* banyak digunakan untuk penyelesaian persamaan non-linear yang sering dijumpai dalam analisa sistem tenaga. Dengan metode *Newton-Raphson* persamaan non-linear diubah ke dalam bentuk linear yang digunakan untuk menentukan solusi dari persamaan non linear tersebut. Metode ini dapat diterapkan untuk

menentukan besaran yang tidak diketahui dalam satu persamaan, atau sistem dengan sejumlah persamaan dengan besaran yang tidak diketahui yang jumlahnya sama dengan jumlah persamaannya. Gambar 3.1 menjelaskan ilustrasi dari metode *Newton-Raphson* yang dikembangkan dari deret *taylor*.



Gambar 3.1. Ilustrasi metode *Newton-Raphson*.

Persamaan deret *Taylor* dapat dijabarkan seperti berikut :

$$f(x) = f(x_0) + \frac{1}{1!} \frac{df(x_0)}{dx} (x - x_0) + \frac{1}{2!} \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} (x - x_0)^2 + \dots + \frac{1}{n!} \dots$$

$$\frac{d^n f(x_0)}{dx^n} (x - x_0)^n = 0 \quad (3.3)$$

Pada proses *power flow* parameter yang digunakan ialah daya aktif (P) dan daya reaktif (Q). Guna mengetahui besarnya daya aktif dan reaktif yang memasuki bus, maka perlu didefinisikan hal – hal berikut, seperti tegangan pada bus i^{th} dilambangkan dengan :

Bentuk *rectangular* :

$$V_i = |V_i|(\cos\delta_i + j\sin\delta_i) \quad (3.4)$$

Bentuk *polar* :

$$V_i = |V_i| < \delta_i \quad (3.5)$$

Nilai identitas Euler :

$$V_i = |V_i|e^{j\delta_i} \quad (3.6)$$

Besarnya *self* admitansi pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut

$$Y_{ii} = |Y_{ii}|e^{\theta_{ii}} = |Y_{ii}|\angle\theta_{ii} = |Y_{ii}|(\cos\theta_{ii} + j\sin\theta_{ii}) \quad (3.7)$$

Dimana $G_{ii} = |Y_{ii}|\cos\theta_{ii}$ merupakan konduktansi dan $B_{ii} = |Y_{ii}|\sin\theta_{ii}$ merupakan suseptansi, sehingga perumusan untuk mencari *admitansi* adalah :

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (3.8)$$

Mutual admittance antara bus *i* dan *j* dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}|e^{\theta_{ij}} = |Y_{ij}|\angle\theta_{ij} = |Y_{ij}|(\cos\theta_{ij} + j\sin\theta_{ij}) \quad (3.9)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.10)$$

Besarnya arus yang diberikan pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + Y_{i3}V_3 + \dots + Y_{in}V_n \quad (3.11)$$

$$I_i = \sum_i^n \sum_j^n Y_{ij}V_j \quad (3.12)$$

Berdasarkan persamaan diatas, dapat diasumsikan arus yang mengalir menuju bus bernilai positif sehingga daya aktif dan reaktif yang memasuki bus akan bernilai positif pula maupun sebaliknya. Daya kompleks untuk kondisi *leadings* (arus mendahului tegangan akibat beban yang bersifat kapasitif) pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut.

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_i^n \sum_j^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (3.13)$$

Sedangkan daya kompleks untuk kondisi *laggingg* (arus tertinggal terhadap tegangan akibat beban induktif) pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut.

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* = \sum_i^n \sum_j^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (3.14)$$

Dalam keadaan normal, sistem selalu berada dalam kondisi *lagging*. Maka besarnya daya kompleks pada persamaan (3.14) dapat diturunkan sebagai berikut :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_i^n \sum_j^n |V_i^* V_j Y_{ij}| \angle(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.15)$$

Persamaan daya aktif dan reaktif dalam *power flow* dapat ditulis dalam bentuk *polar*, *rectangular*, dan *hybrid*. Karena dalam analisa *power flow* untuk pengerjaan tugas akhir ini digunakan metode *newton-raphson*

sehingga persamaan ditulis dalam bentuk *polar*. Besarnya daya aktif dalam bentuk polar dapat dijabarkan sebagai berikut

$$P_i = \sum_i^n \sum_j^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.16)$$

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_i^n \sum_{j \neq i}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.16a)$$

Sedangkan daya reaktif dalam bentuk polar dijabarkan sebagai berikut :

$$Q_i = -\sum_i^n \sum_j^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.17)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_i^n \sum_{j \neq i}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.17a)$$

Keterangan

P_i : Daya aktif pada bus- i

Q_i : Daya reaktif pada bus- i

Y_{ij}, θ_{ij} : magnitudo dan sudut fasa dari elemen matrik admitansi Y

V_i, δ_i : magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- i

V_j, δ_j : magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- j

Setelah mengetahui daya dan tegangan tiap bus, maka selanjutnya adalah menentukan matrik *Jacobian* untuk iterasi selanjutnya guna menentukan besarnya daya aktif, reaktif, tegangan bus, dan sudut fasa. Secara umum matrik *Jacobian* diberikan sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \frac{\Delta V_1}{|V_1|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_n}{|V_n|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Matrik *Jacobian* diatas jika disederhanakan, maka elemen matrik *Jacobian* terdiri dari komponen H, komponen N, komponen J, dan komponen L. Matrik *Jacobian* beserta komponen-komponennya yaitu:

$$\begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ J_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Dimana komponen dari HNJJL terdiri dari:

Elemen H menyatakan perubahan daya aktif terhadap sudut

$$H_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_i \quad (3.20)$$

Elemen N menyatakan perubahan daya aktif terhadap tegangan

$$N_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n |V_i| \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (3.21)$$

Elemen J menyatakan perubahan daya reaktif terhadap sudut

$$J_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_i \quad (3.22)$$

Elemen L menyatakan perubahan daya reaktif terhadap tegangan

$$L_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (3.23)$$

Dari perkalian matriks *Jakobian* (3.19) maka akan didapatkan nilai dari $\Delta \delta_i$ dan $\Delta |V_i|$ awal yang nantinya akan terus di iterasi nilainya sesuai persamaan berikut :

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i \quad (3.24)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^k \left[1 + \frac{\Delta |V_i|^k}{|V_i|^k} \right] \quad (3.25)$$

Dimana :

$(k+1)$: jumlah iterasi pada metode *Newton-Rapson*

$\Delta \delta_i$: perubahan sudut tegangan pada bus ke- i

$\Delta |V_i|^k$: perubahan magnitudo tegangan pada bus ke- i

Apabila proses iterasi konvergen dan *mismatch* dari hasil perhitungan kecil terhadap nilai *mismatch* yang ditentukan biasanya kurang dari

0.00001 maka proses iterasi akan berhenti. Jikalau *mismatch* perhitungan masih terlalu besar dari *mismatch* yang ditentukan maka proses iterasi akan terus berjalan.

3.2. Reduksi Jaringan

Untuk mengurangi kompleksitas jaringan dan memudahkan perhitungan yang akan digunakan dalam analisa kestabilan transien, maka reduksi jaringan merupakan salah satu proses penting setelah *power flow*. Pada refrensi [2] menjelaskan langkah – langkah untuk mereduksi jaringan disebut dengan reduksi kron. Parameter – parameter dalam analisa *power flow* seperti matriks admitansi (Y_{bus}) dan penomoran bus menjadi *input* dalam reduksi jaringan. Reduksi jaringan akan ditentukan secara 3 tahap, yang pertama reduksi jaringan saat sistem belum mengalami gangguan (*pre fault*), reduksi jaringan saat sistem mengalami gangguan (*fault on*), dan reduksi jaringan saat sistem setelah gangguan (*post fault*).

Reduksi jaringan (kron) mereduksi bus beban dan bus yang bersifat pasif (bus yang tidak terhubung dengan bus generator dan bus beban), sehingga hanya terdapat bus generator saja setelah direduksi. Untuk menjelaskan matriks admitansi dari proses *power flow* dapat dilihat seperti pada persamaan (3.26).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \\ I_{n+1} \\ \vdots \\ I_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} & Y_{1(n+1)} & Y_{1(n+2)} & \cdots & Y_{1(n+m)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} & Y_{2(n+1)} & Y_{2(n+2)} & \cdots & Y_{2(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} & Y_{n(n+1)} & Y_{n(n+2)} & \cdots & Y_{n(n+m)} \\ Y_{(n+1)1} & \cdots & \cdots & Y_{(n+1)n} & Y_{(n+1)(n+1)} & \cdots & Y_{(n+1)(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(n+m)1} & \cdots & \cdots & Y_{(n+m)n} & Y_{(n+m)(n+1)} & \cdots & Y_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ E_{n+1} \\ \vdots \\ E_{n+m} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Matriks diatas dapat disederhanakan seperti berikut :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_m \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Pada matriks diatas (3.27), *superscript n* menunjukkan arus yang menuju bus beban sedangkan *superscript m* menunjukkan arus yang menuju bus generator. Karena tidak ada arus yang mengalir pada bus beban (dalam pengerjaan tugas akhir ini beban bersifat statis sehingga ketika terjadi gangguan maka beban tidak menyumbang arus gangguan sehingga $I_n = 0$ sehingga matriks diatas menjadi seperti persamaan (3.28).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_m \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Dari perkalian matriks diatas, didapat persamaan berikut:

$$Y_n V_n + Y_{nm} E_m = 0 \quad (3.29)$$

$$V_n = -\left(\frac{Y_{nm} E_m}{Y_n}\right) = -(Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) \quad (3.29a)$$

$$Y_{nm}^t V_n + Y_{mm} E_m = I_m \quad (3.30)$$

substitusikan V_n pada persamaan (3.29a) ke dalam persamaan (3.30) maka akan didapat persamaan berikut :

$$I_m = Y_{nm}^t (-Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) + Y_{mm} E_m \quad (3.31)$$

$$I_m = -(Y_{nm}^t Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) + Y_{mm} E_m \quad (3.31a)$$

Persamaan (3.31a) jika disederhanakan menjadi seperti berikut :

$$I_m = Y_{reduksi} \cdot E_m \quad (3.32)$$

Dimana:

$$Y_{reduksi} = Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_n^{-1} Y_{nm} \quad (3.33)$$

Dengan demikian sistem yang sangat kompleks dapat direduksi menjadi bentuk ekuivalen berdasarkan jumlah bus generator didalam sistem. Parameter – parameter yang didapat dalam reduksi jaringan seperti : reduksi jaringan sebelum gangguan (*pre fault*), reduksi jaringan saat gangguan (*fault on*), dan reduksi jaringan setelah gangguan (*post fault*) akan dijadikan paramer untuk menentukan iterasi pada proses perhitungan dalam analisa kestabilan transien.

3.3. Persamaan Ayunan (*swing equation*)

Menurut refrensi [7-11], persamaan ayunan digunakan untuk mengetahui kondisi dinamis dari sudut rotor generator (δ). Untuk sistem multimesin yang tidak terhubung dengan *infinite bus* persamaan ayunan wajib memperhatikan COA atau COL. Pada bab ini penulis menggunakan notasi dot untuk menandai turunan terhadap waktu yang dinyatakan seperti berikut :

$$\dot{x} = \frac{dx}{dt}, \ddot{x} = \frac{d^2x}{dt^2} \quad (3.34)$$

Pada sistem multimesin yang tidak terhubung ke *infinite bus* pemodelan generator didefinisikan menggunakan X_d' , dimana pada tiap generator direpresentasikan dengan persamaan difrensial COA (*center of angle*) atau COI (*center of inertia*). Sudut pusat (refensi) dinotasikan sebagai δ_0 yang dicari berdasarkan total penjumlahan dari semua momen inersia dari seluruh generator.

Menurut refrensi [7-11] perumusan COA dapat dirumuskan seperti berikut :

$$M_T \delta_0 = \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (3.35)$$

Dimana :

$$M_T \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \quad (3.35a)$$

Sehingga turunan pertama dari persamaan (3.35) dijabarkan sebagai berikut :

$$M_T \dot{\delta}_0 \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \dot{\delta}_i \quad (3.36)$$

Persamaan (3.35) mendefinisikan tentang COI, sehingga turunannya dapat dicari sebagai berikut.

$$\sum_{i=1}^n M_i \theta_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \dot{\theta}_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\theta}_i = 0 \quad (3.36a)$$

$$\sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = 0 \quad (3.36b)$$

Dengan definisi sebagai berikut :

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (3.37)$$

$$\ddot{\delta}_i = \dot{\omega}_i \quad (3.37a)$$

Dengan mensubstitusi persamaan (3.37a) ke dalam persamaan (3.36b) maka didapatkan hasil berikut :

$$M_T \dot{\omega}_0 \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \dot{\omega}_i \quad (3.38)$$

Persamaan ayunan (*swing equation*) pada refrensi [2] ditulis ulang sebagai berikut :

$$\dot{M}_i \dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei}(\delta) - D_i \omega_i \quad (3.39)$$

Mengacu pada persamaan (3.39), sehingga persamaan (3.38) dapat ditulis sebagai berikut :

$$M_T \dot{\omega}_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n G_{ij} E_i E_j \cos \delta_{ij} \triangleq P_{COI}}{A}$$

Dimana :

$$M_T \dot{\omega}_0 \triangleq P_{coi} \quad (3.38a)$$

$$\dot{\omega}_0 \triangleq \frac{1}{M_T} P_{coi} \quad (3.38b)$$

$$\dot{\delta}_0 = \omega_0 \quad (3.38c)$$

Variabel “A” pada persamaan diatas dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) &= (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n (E_i E_j G_{ij} \cos \delta_{ij} + \dots \\ &\quad E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_1 E_2 (G_{12} \cos \delta_{12} + B_{12} \sin \delta_{12}) + E_1 E_3 (G_{13} \dots \\ &\quad \cos \delta_{13} + B_{13} \sin \delta_{13}) + \dots + E_1 E_n (G_{1n} \cos \delta_{1n} + B_{1n} \sin \delta_{1n})] \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_2 E_1 (G_{21} \cos \delta_{21} + B_{21} \sin \delta_{21}) + E_2 E_3 (G_{23} \dots \\ &\quad \cos \delta_{23} + B_{23} \sin \delta_{23}) + \dots + E_2 E_n (G_{2n} \cos \delta_{2n} + B_{2n} \sin \delta_{2n})] \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_3 E_1 (G_{31} \cos \delta_{31} + B_{31} \sin \delta_{31}) + E_3 E_2 (G_{32} \dots \\ &\quad \cos \delta_{32} + B_{32} \sin \delta_{32}) + \dots + E_3 E_n (G_{3n} \cos \delta_{3n} + B_{3n} \sin \delta_{3n})] \\ &\quad \vdots \\ &= E_n E_1 (G_{n1} \cos \delta_{n1} + B_{n1} \sin \delta_{n1}) + E_n E_2 (G_{n2} \cos \delta_{n2} + B_{n2} \sin \delta_{n2}) + \\ &\quad \dots + E_n E_{n-1} (G_{nn-1} \cos \delta_{nn-1} + B_{nn-1} \sin \delta_{nn-1})] \end{aligned}$$

Dengan menambah (i = 1~ n) sehingga perlu mempertimbangkan persamaan berikut :

$$\begin{aligned} \delta_{12} &= -\delta_{21}, \delta_{13} = -\delta_{31}, \dots, \delta_{1n} = -\delta_{n1} \\ \delta_{21} &= -\delta_{12}, \delta_{23} = -\delta_{32}, \dots, \delta_{2n} = -\delta_{n2} \\ &\vdots \end{aligned}$$

$$\delta_{n1} = -\delta_{n1}, \delta_{n2} = -\delta_{2n}, \dots, \delta_{3n} = -\delta_{n3}$$

$$\cos(-\delta) = \cos(\delta); \sin(-\delta) = -\sin(\delta)$$

Didapatmkan persamaan baru seperti berikut :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [2E_1 E_2 G_{12} \cos \delta_{12} + E_1 E_2 \\ G_{13} \cos \delta_{13} + \dots + 2E_1 E_n G_{1n} \cos \delta_{1n} + 2E_2 E_3 G_{23} \cos \delta_{23} + 2E_2 E_4 G_{24} \dots \\ \cos \delta_{24} + \dots + 2E_2 E_n G_{2n} \cos \delta_{2n} + 2E_{n-1} E_n G_{n-1n} \cos \delta_{n-1n}] \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j G_{ij} \cos \delta_{ij}$$

Persamaan dinamis COI yang diberikan pada persamaan (3.38a) (3.38b) dan (3.38c) yang merepresentasikan sudut dan kecepatan sudut relatif terhadap refrensi dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$\theta_i \triangleq \delta_i - \delta_0 \text{ dan } \tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0 \quad (3.39)$$

Sehingga persamaan ayunan sistem berdasarkan COA atau COI untuk sistem yang tidak terhubung ke *infinite bus* dijabarkan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} M_i (\ddot{\omega}_i + \dot{\omega}_0) &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \dot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei} - M_i \dot{\omega}_0 - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \ddot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \ddot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COA} - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ \dot{\theta}_i &= \tilde{\omega}_i \end{aligned} \quad (3.40)$$

Dimana :

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i; \omega_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \omega_i; \delta_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i$$

$$\theta_i = \delta_i - \delta_0; \tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0; P_{COA} = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\theta))$$

$$P_{ei}(\theta) = \sum_{i=1}^n Y_{ij} E_i E_j \sin(\theta_i - \theta_j + \alpha_{ij})$$

Keterangan :

P_{mi} = daya input mekanis- i ;

ω_i = kecepatan sudut rotor generator- i ;

δ_i, θ_i = sudut rotor generator- i ;

M_i = moment inerti generator- i ;

D_i = konstanta damping- i ;

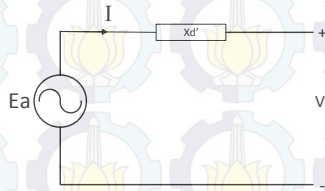
E_i = tegangan internal generator i -th

V_{tih} = tegangan terminal generator i -th

P_{ei} = daya elektrik i -th

3.4. Pemodelan Sistem

Sistem dimodelkan seperti persamaan ayunan (*swing equation*) (3.40) untuk sistem yang tidak terhubung ke *infinite bus*. Untuk mendapatkan nilai P_m (daya mekanis) dapat dicari dengan memodelkan generator seperti pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2. Pemodelan Klasik Generator.

Dari pemodelan klasik generator, didapatkan nilai E_a (tegangan internal generator/tegangan armatur) seperti berikut :

$$E_a = j x_d' I + V_t \quad (3.41)$$

Besarnya arus yang mengalir ke sistem, dapat dicari sebagai berikut :

$$I = \frac{S}{V} \quad (3.42)$$

$$S = P + jQ \quad (3.43)$$

Substitusi persamaan (3.42) ke dalam persamaan (3.41), maka didapat persamaan berikut :

$$E_a = V_t + j x_d' \cdot \frac{S}{V} \quad (3.44)$$

Dalam sub-bab sebelumnya telah dijabarkan fungsi dari reduksi jaringan dan didapatkan salah satu parameter yaitu (Y_{red_pre} = reduksi jaringan sebelum gangguan), sehingga daya mekanis (*prime mover*) dapat dicari berdasarkan persamaan berikut:

$$P_m = E_a \cdot Y_{red_pre} \cdot E_a \quad (3.45)$$

Daya listrik (P_e) yang sudah dijabarkan pada sub-bab 3.3 akan dijabarkan kembali ke dalam bentuk yang lebih sederhana dengan hasil parameter dari reduksi jaringan (Y_{red_post} = reduksi jaringan setelah gangguan). Besarnya daya listrik dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$P_e = v \cdot (Y_{red_post} \cdot v)^* \quad (3.46)$$

v merupakan tegangan bus generator setelah gangguan, yang dapat dicari dari persamaan berikut :

$$v = E_a^{j\theta} \quad (3.47)$$

E_a merupakan tegangan internal generator dan θ merupakan hasil iterasi yang inisial awalnya adalah θ_{coi} yang sudah dijelaskan penulis pada sub-bab 3.3.

3.5. Perumusan Masalah

3.5.1. Kondisi Awal (*Initial Condition*)

Dalam sub-bab ini membahas respon sistem terhadap gangguan transien. Mula – mula sistem dalam kondisi stabil/normal yang didefinisikan sebagai x_{pre} . Ketika $t=0$ terjadi gangguan kemudian sistem diatur oleh persamaan dinamis saat gangguan (*fault on*) yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f_F(x), 0 \leq t \leq \tau, x(0) = x_{pre} \quad (3.48)$$

Dimana $x \in R^N, t \in R, f_F: R^N \rightarrow R^N$

Dari persamaan (3.48) akan menghasilkan kurva lintasan saat gangguan (*fault on trajectory*) yang dirumuskan sebagai berikut :

$$x^0 = X_f(t), 0 \leq t \leq t_f \quad (3.49)$$

Pada saat $t = \tau$, gangguan berhasil dinetralkan dengan cara membuka cb pada kedua ujung saluran kemudian sistem diatur oleh persamaan dinamis setelah gangguan (*post fault*) yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f(x), \tau \leq t \leq \infty; f: R^N \rightarrow R^N \quad (3.50)$$

Persamaan (3.50) menghasilkan kurva setelah gangguan (*post fault trajectory*) yang dirumuskan seperti berikut

$$x(t) = x(t; x^0), \tau \leq t \leq \infty; x(t; x^0: R^N \rightarrow R^N) \quad (3.51)$$

Pada persamaan (3.51), x^0 adalah titik pada kurva *fault on trajectory* sehingga :

$$x^0 = X_F(\tau, \text{exit point}) \quad (3.52)$$

3.5.2. Metode Integrasi Numerikal

Dalam analisa kestabilan transien dihadapkan dengan persamaan difrensial yang dapat mewakili kondisi dinamis sistem seperti pada persamaan (3.40), (3.41), dan (3.50), tentu saja untuk menyelesaikan persamaan tersebut dibutuhkan beberapa metode integrasi numerikal [3]. Terdapat beberapa metode integrasi numerikal, diantaranya metode *Euler*, metode *Runge Kutta* 4th, metode *Trapezoid* dan metode *Simpson*, dan masih banyak lagi. Dalam pengerjaan tugas akhir ini digunakan metode *Runge Kutta* 4th sebagai dasar dari perhitungan persamaan difrensial tersebut sehingga untuk metode lain dalam penyelesaian integrasi numerikal tidak dibahas dalam buku ini.

Metode *Runge Kutta* 4th digunakan untuk menyelesaikan persamaan (3.40), sehingga dapat diketahui respon dari sudut rotor generator saat gangguan maupun setelah gangguan. Metode *Runge Kutta* 4th memperkirakan penyelesaian dari deret *Taylor*, meskipun tidak seperti penyelesaian deret *Taylor* yang sesungguhnya. Secara umum memiliki persamaan berikut :

$$X_{n+1} = X_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.53)$$

Dimana,

$$k_1 = f(X_n, t_n) \Delta t \quad (3.54)$$

$$k_2 = f\left(X_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \quad (3.55)$$

$$k_3 = f\left(X_n + \frac{k_2}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \quad (3.56)$$

$$k_4 = f(X_n + k_3, t_n + \Delta t) \Delta t \quad (3.57)$$

Penjelasan dari koefisien $k_1 - k_4$ dari persamaan di atas dijelaskan sebagai berikut :

$$k_1 = (\text{nilai pendekatan awal integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_2 = (\text{nilai pendekatan kedua integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_3 = (\text{nilai pendekatan ketiga integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_4 = (\text{nilai pendekatan akhir integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

Pada persamaan (3.53) menunjukkan bahwa nilai k mempunyai hubungan berurutan. Nilai k_1 muncul dalam persamaan untuk menghitung k_2 , yang juga muncul dalam persamaan untuk menghitung k_3 , dan seterusnya. Hubungan yang berurutan ini membuat metode *Runge Kutta* efisien dalam perhitungan.

3.5.3. Batasan Permasalahan (*Boundary Value*)

Berdasarkan referensi [7-11] metode trajektori kritis merupakan sebuah metode langsung (*direct*) dalam analisa kestabilan transien. Metode trajektori berbasis *boundary value* yang merupakan sebuah fungsi sehingga *end point* dari tiap – tiap metode akan berbeda. Metode trajektori kritis adalah untuk menemukan langsung kondisi kritis sistem setelah gangguan yang dihasilkan dari persamaan (3.48), “kritis” dalam hal ini dapat diartikan antara kondisi stabil dan tidak stabil. Metode ini menghitung langsung nilai dari CCT. Dengan mengasumsikan metode trajektori kritis mencapai titik kritis (*critical point*) pada x^c saat $t = t_{end}$. Berdasarkan referensi [11] untuk kondisi *end point* untuk metode yang diusulkan ini dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f(x), \tau \leq t \leq t_{END}; f: R^N \rightarrow R^N \quad (3.58)$$

$$x(\tau) = Xf(\tau), 0 \leq \tau \leq t_f \quad (3.59)$$

$$x(t_{END}) = x^c \quad (3.60)$$

Berdasarkan persamaan diatas, didapat kondisi *end point* yang merupakan fungsi dari waktu yang dijabarkan seperti berikut :

$$F_{crit}(x^c) = 0 \quad (3.61)$$

Untuk *initial condition* (kondisi awal) dijabarkan seperti berikut :

$$x^0 = X_f(\tau) \quad (3.62)$$

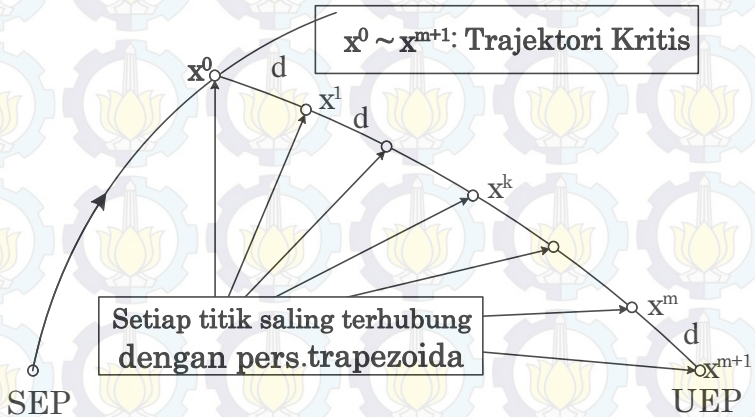
Untuk *end point* (kondisi akhir) dari metode yang diusulkan ini berupa CUEP (*controlling unstable equilibrium point*), berdasarkan persamaan (3.60-3.62) untuk mendapatkan *end point* maka dapat dicari berdasarkan persamaan berikut :

$$x^{m+1} = x^c \text{ dimana } F_{crit}(x^c) = 0 \quad (3.63)$$

Nilai m merupakan nomor dari tahap integrasi untuk metode *trapezoidal* yang akan dijelaskan pada berikutnya.

3.5.4. Persamaan Trapezoidal

Berdasarkan referensi [11], titik x^0 merupakan *initial condition* (kondisi awal) dan titik x_{m+1} merupakan *end point* (kondisi akhir) yang dalam metode ini CUEP, konsep dari *trapezoidal* diilustrasikan seperti pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Konsep Dari Trapezoidal

Awalnya antara titik x^0 dan titik x^{m+1} yang merepresentasikan trajektori kritis tidak akan pernah terhubung, sehingga dibutuhkan persamaan *trapezoidal*. Persamaan *trapezoidal* konvensional dirumuskan seperti berikut :

$$x^{k+1} - x^k = \frac{1}{2} (\dot{x}^{k+1} + \dot{x}^k) (t^{k+1} - t^k) \quad (3.64)$$

Dimana

$$\dot{x}^k = f(x^k) \quad (3.65)$$

Pada persamaan diatas *superscript* “ k ” digunakan sebagai *state transition number* terhadap domain waktu. Tetapi dari perumusan (3.64) untuk mendapatkan lintasan kritis (*critical trajectory*) sangat sulit, karena ketika dilakukan perhitungan integrasi terhadap persamaan (3.64) memakan waktu yang tak terbatas untuk mencapai titik x^{m+1} . Untuk mengatasi permasalahan ini, maka persamaan *trapezoidal* yang sebelumnya berbasis domain waktu dirubah menjadi domain jarak yang akan dijelaskan penulis seperti berikut.

Pertama, jarak antara dua titik dapat dicari berdasarkan persamaan berikut:

$$d = |x^{k+1} - x^k| = \frac{1}{2} |\dot{x}^{k+1} + \dot{x}^k| (t^{k+1} - t^k) \quad (3.66)$$

Kemudian domain waktu ditransformasikan kedalam domain jarak, yang dirumuskan seperti persamaan berikut :

$$(t^{k+1} - t^k) = \frac{2}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d \quad (3.67)$$

Subtitusikan persamaan (3.67) ke dalam persamaan (3.64) sehingga didapatkan persamaan seperti berikut ;

$$x^{k+1} - x^k - \frac{\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d = 0 \quad (3.68)$$

Dengan memodifikasi persamaan (3.64) yang berbasis domain waktu menjadi persamaan (3.68) dengan domain jarak, masalah perhitungan untuk mendapatkan lintasan kritis dapat diatasi.

3.5.5. Perumusan Minimalisasi

Untuk menyelesaikan persamaan (3.62-3.63) dan (3.68) yang mepresentasikan kondisi trajektori kritis, dengan perumusan minimalisasi dapat dijabarkan seperti berikut :

$$\min_{x^0, \dots, x^{m+1}, d, \tau} \sum_{k=0}^m |\mu^k|^2 \quad (3.69)$$

Dimana :

$$\mu^k = x^{k+1} - x^k - \frac{\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d \quad k = 0, \dots, m \quad (3.70)$$

$$\dot{x}^k = f(x^k)$$

Kondisi awal (*initial point*) adalah titik pada *fault-on trajectory*, dirumuskan seperti persamaan (3.62) sedangkan kondisi akhir (*end point*) dirumuskan seperti persamaan (3.63)

3.5.6. Aplikasi Metode Trajektori Kritis ke Metode BCU

Dalam sub-bab ini, dilakukan sebuah pendekatan untuk menentukan nilai CUEP dan CCT menggunakan metode trajektori kritis yang diaplikasikan ke dalam metode BCU. Prinsip dari metode BCU bekerja berdasarkan *gradient* sistem yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{\delta} = P(\delta) \quad (3.71)$$

Dimana

$$\delta = [\delta_1, \dots, \delta_n]^T, P(\delta) = [P_1(\delta), \dots, P_n(\delta)]^T$$

$$P_i(\delta) = \frac{\partial V_P(\delta)}{\partial \delta_i} = P_{mi} - P_{ei}(\delta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COA}(\delta)$$

$$P_i(\delta) = \frac{\partial V_P(\delta)}{\partial \delta_i} = P_{mi} - G_{ii}E^2_i - E_i E_j \sin(\delta_i - \delta_j)$$

$$i = 1, \dots, n.$$

Berdasarkan refrensi [6], BCU shadowing merupakan pengembangan dari metode BCU yang mencari nilai batas kestabilan dengan cara memeriksa energi potensial yang berada pada titik *exit point* hingga mencapai CUEP. Titik *exit point* merupakan titik batas kestabilan yang berada di kurva *fault on trajectory* dimana energi potensial bernilai maksimum. Metode trajektori kritis sangat cocok untuk diaplikasikan kedalam perhitungan metode BCU, selain meminimalisasi perhitungan *error* dimana energi potensial pada metode BCU dapat direpresentasikan sebagai trajektori kritis dari yang dimulai dari titik *exit point* yang jika diteruskan akan mencapai CUEP. Selain itu juga dalam beberapa kasus untuk modl sistem tenaga yang lebih komplks, metode BCU dan BCU shadowing terdapat kemungkinan gagal oleh karena itu dikembangkan konsep berdasarkan metode trajektori kritis dengan *boundary value* untuk *end point* ialah CUEP.

Sistem dirumuskan seperti persamaan (3.48) yang direpresentasikan ke dalam *gradient* sistem pada (3.71). *State variables vector* pada persamaan (3.50) dinyatakan seperti berikut:

$$x = \delta = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n]^T \quad (3.72)$$

Untuk kondisi awal (*initial condition*), dinyatakan sebagai berikut :

$$\delta^0 = \delta^{exit} \quad (3.73)$$

Dimana δ^{exit} merupakan *exit point*. Dalam metode yang diusulkan ini, untuk kondisi *end point* yaitu CUEP dirumuskan melalui persamaan berikut :

$$P(\delta) = 0 \quad (3.74)$$

Persamaan *equilibrium* (keseimbangan) digunakan untuk kondisi *end point* didalam perumusan minimalisasi yang dirumuskan seperti berikut:

$$\mu^{m+1} = P(\delta^{m+1}) = 0 \quad (3.75)$$

Dengan mengaplikasikan metode trajektori kritis yang didapat dari persamaan (3.69) ke dalam metode BCU berdasarkan persamaan (3.72-3.75), maka perumusan dapat dijabarkan seperti berikut :

$$\min_x S(x) = \mu(X)^T \cdot \mu(X) = \sum_{k=0}^{m+1} |\mu^k|^2 \quad (3.76)$$

$$X = [\delta^1, \delta^2, \dots, \delta^{m+1}, d]^T$$

$$= [\delta_1^1 \dots \delta_n^1 | \delta_1^2 \dots \delta_n^2 | \dots | \delta_1^{m+1} \dots \delta_n^{m+1} | d]^T \quad (3.77)$$

$$\mu(X) = \begin{pmatrix} \mu^1 \\ \vdots \\ \mu^{k-1} \\ \mu^k \\ \mu^{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \delta^1 - \delta^{exit} - \frac{\delta^1 + \delta^{exit}}{|\delta^1 + \delta^{exit}|} d \\ \vdots \\ \delta^m - \delta^{m-1} - \frac{\delta^m + \delta^{m-1}}{|\delta^m + \delta^{m-1}|} d \\ \delta^{m+1} - \delta^m - \frac{\delta^m}{|\delta^m|} d \\ P(\delta^{m+1}) \end{pmatrix} \quad (3.78)$$

dimana

$$\delta^{exit} = P(\delta^{exit}), \delta^k = P(\delta^k), k = 1, \dots, m+1 \quad (3.79)$$

Persamaan (3.78) merupakan identitas dari matriks *Jakobian* yang nantinya akan digunakan untuk menyelesaikan metode *Newton-Raphson* dalam perhitungan untuk menentukan CUEP.

3.6. Metode *Newton-Raphson*

Dalam sub-bab ini metode *Newton-Raphson* digunakan untuk menyelesaikan persamaan dan menentukan nilai dari persamaan (3.76-3.79) yang nantinya nilai tersebut digunakan untuk membentuk lintasan

kritis (trajektori kritis). Metode *Newton-Raphson* dinyatakan dirumuskan seperti berikut :

$$\frac{\partial s}{\partial X} = 2J^T \mu(X) \approx 2J^T (J\Delta X + \mu(X_0)) = 0 \quad (3.80)$$

Nilai dari J (matriks *Jakobian*) didapat dari persamaan (3.77) dan (3.78) yang dirumuskan seperti berikut :

$$J = \frac{\partial \mu(X)}{\partial X} \quad (3.81)$$

ΔX didapat dengan cara menyelesaikan persamaan (3.82) untuk menentukan nilai X yang didapat dari persamaan (3.83).

$$J^T J \Delta X + J^T \mu(X_0) = 0 \quad (3.82)$$

$$X = X_0 + \Delta X \quad (3.83)$$

Nilai inisialisasi yang direkomendasikan untuk variabel X pada dinyatakan seperti persamaan berikut :

$$\delta^k = \delta^{exit} + k.d.e, \quad \text{dimana } k = 1, \dots, m+1 \quad (3.84)$$

Dimana

$$d = \frac{c}{m} \text{ (untuk nilai } c=1 \text{ direkomendasikan)} \quad (3.85)$$

$$e = \frac{\delta}{\|\delta\|} = \frac{p(\delta^{exit})}{\|p(\delta^{exit})\|} \quad (3.86)$$

Dimana e merupakan *state* vektor yang menyatakan arah dari *gradient* sistem. Jarak (d) dalam persamaan *trapezoidal* (3.68) dapat dicari berdasarkan persamaan (3.83). Nilai yang dianjurkan untuk d ialah saat $c=1$, yang dapat mempengaruhi jumlah iterasi dari metode ini.

3.7. Langkah Perhitungan CCT dan CUEP

Langkah – langkah untuk mendapatkan CCT dan CUEP dari metode ini dijabarkan sebagai berikut :

1. Selesaikan persamaan (3.48) untuk menentukan δ^{exit} .
2. Ulangi proses (3.82) dan (3.83) guna menentukan konvergensi dari X.
3. CUEP diperoleh pada saat δ^{m+1} di X.
4. Hitung energi kritis $V_{CR} = V_p(\delta^{m+1}) - V_p(\delta^{exit})$.
5. Hitung CCT bersarkan energi kritis (V_{CR}).



BAB 4

SIMULASI DAN ANALISA

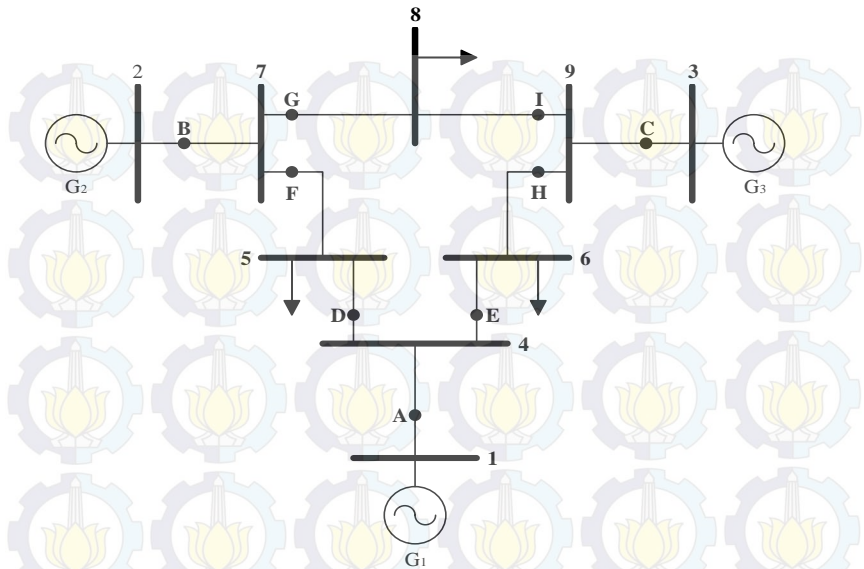
Dalam bab ini, simulasi dilakukan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3-generator 9-bus dan IEEE 6-generator 30-bus. Diasumsikan setiap saluran transmisi adalah *double circuit* atau saluran ganda, dan gangguan 3 fasa terjadi di bus yang lebih dekat dengan titik gangguan pada salah satu saluran transmisinya. Beberapa saat kemudian, gangguan dapat dinetralisir dengan cara membuka CB (*circuit breaker*) di kedua ujung saluran transmisinya

Kelebihan dari metode yang diusulkan ini mampu menghitung nilai CUEP dan CCT menggunakan metode trajektori kritis serta waktu komputasi lebih cepat dibandingkan dengan metode konvensional. Spesifikasi dari sebuah perangkat komputer (CPU) yang digunakan sangat berpengaruh dalam kecepatan proses komputasi. Oleh karena itu dibawah ini akan ditunjukkan spesifikasi dari komputer (CPU) yang digunakan.

- | | |
|-------------------------------|--|
| 1. <i>System Manufacturer</i> | : Acer Aspire. |
| 2. <i>System Model</i> | : 4745G |
| 3. <i>BIOS Version Date</i> | : INSYDE V1.13, 5/14/2010 |
| 4. <i>Processor</i> | : Intel® Core™ i5-M 450
CPU @ 2.40GHz |
| 5. <i>Memory</i> | : 5680MB RAM (<i>Usable</i>) |
| 6. <i>Operating System</i> | : Windows 7 Ultimate 64-bit
(6.1.7600 Build 7600) |
| 7. <i>Product ID</i> | : 6H8KG-YXR76-GJ6BH-93T7V -
FC8XF |

4.1. Perhitungan *Critical Clearing Time* (CCT) pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Untuk membuktikan metode yang diusulkan ini, maka dilakukan simulasi menggunakan sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus seperti pada Gambar 4.1. Pada sistem ini, generator 1 berfungsi sebagai *swing* yang terhubung ke bus 1 (*bus swing*), sedangkan generator 2 dan generator 3 berfungsi sebagai *voltage control* yang terhubung ke bus generator yaitu bus 2 dan bus 3. *Single line diagram* dari sistem digambarkan seperti pada gambar 4.1



Gambar 4.1. Single line diagram Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Berdasarkan Gambar 4.1 diasumsikan terdapat 9 titik gangguan pada sistem. Letak titik-titik gangguan tersebut adalah:

- A : titik gangguan antara bus 1 dan bus 4
- B : titik gangguan antara bus 2 dan bus 7
- C : titik gangguan antara bus 3 dan bus 9
- D : titik gangguan antara bus 4 dan bus 5
- E : titik gangguan antara bus 4 dan bus 6
- F : titik gangguan antara bus 7 dan bus 5
- G : titik gangguan antara bus 7 dan bus 8
- H : titik gangguan antara bus 9 dan bus 6
- I : titik gangguan antara bus 9 dan bus 8

Pada Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 menunjukkan spesifikasi data jaringan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, yang ditunjukkan seperti pada tabel 4.1.

Tabel 4.1. Data Parameter Saluran Transmisi Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)
1	1	4	0,0000	0,0576	0,0000
2	2	7	0,0000	0,0625	0,0000
3	3	9	0,0000	0,0586	0,0000
4	4	5	0,0100	0,0850	0,0880
5	4	6	0,0170	0,0920	0,0790
6	5	7	0,0320	0,1610	0,1530
7	6	9	0,0390	0,1700	0,1790
8	7	8	0,0085	0,0720	0,0745
9	8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Tabel 4.2. Data Bus Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	163	0,00	0,00	0,00
3	85	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	125	50
6	0,00	0,00	90	30
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	100	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00

4.1.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Parameter awal berguna untuk proses iterasi yang selanjutnya akan digunakan untuk menentukan CCT dan CUEP pada metode ini. Tabel 4.3 menunjukkan parameter-parameter yang didapatkan dari hasil *power flow*. Parameter tersebut antara lain :

1. Daya mekanis generator (Pm)
2. Tegangan bus generator (V)

3. Daya kompleks generator (S)
4. Tegangan internal generator (Ea)

Tabel 4.3. Parameter Yang Didapatkan dari Hasil *Power Flow* untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Gen	Pm (p.u)	V (p.u)	S (p.u)	Ea (p.u)
1	0,7164	1,0440+j0,0000	0,7164+j0,2705	1,0558+j0,0419
2	1,6300	1,0116+j0,1653	1,6300+j0,0665	0,9885+j0,3541
3	0,8500	1,0216+j0,0834	0,8500-j0,1096	0,9902+j0,2316

Setelah mendapatkan parameter-parameter seperti pada Tabel 4.3, maka dapat ditentukan daya listrik generator (Pe) di tiap titik gangguan. Tabel 4.4 menunjukkan nilai Pe di tiap titik gangguan dari sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus yang ditunjukkan seperti berikut :

Tabel 4.4. Nilai Pe untuk Tiap Gangguan Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

Titik Gangguan	Pe (p.u)		
	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	1,4802	1,9505	-0,3753
B	0,9464	-0,1338	0,3230
C	1,0390	-0,6894	2,3379
D	0,0272	2,5298	0,4072
E	0,3133	0,1726	0,5747
F	1,5064	-1,8362	2,0465
G	0,9068	-0,5411	0,6009
H	0,6156	0,4703	-0,0834
I	1,8030	0,7509	-0,9357

4.1.2. Penentuan nilai SEP (*Stable Equilibrium Point*) Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Untuk menentukan nilai SEP, mula-mula sistem yang tidak terhubung melalui *infinite bus* ditransformasikan ke dalam COA seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 3.3. Tabel 4.5 menjelaskan besarnya θ_i dari masing – masing generator.

Setelah didapat nilai sudut rotor dari masing – masing generator, selanjutnya menentukan nilai SEP. SEP merupakan sebuah titik kestabilan sistem, yang dimana semua generator dalam keadaan sinkron. Nilai SEP ditunjukkan seperti pada tabel 4.6.

Tabel 4.5 Nilai Dari Masing-Masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA

θ_i (rad)		
Generator 1	Generator 2	Generator 3
-0,0764	0,2283	0,1137

Nilai dari SEP tidak akan berubah – ubah , nilai SEP akan berubah jika terjadi perubahan pada konfigurasi jaringan.

Tabel 4.6 Nilai SEP untuk Sistem 3 Generator 9 Bus.

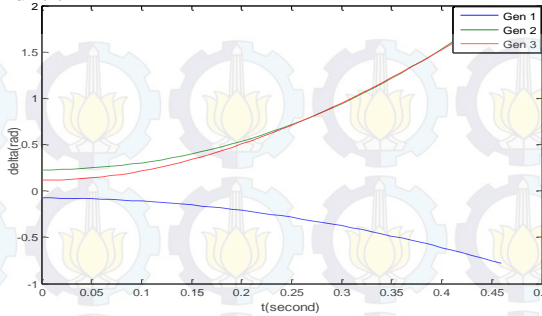
SEP (rad)			
Titik Gangguan	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	-0,1828	0,0879	-0,0267
B	-0,2149	0,2018	-0,0171
C	-0,1970	0,1080	0,0420
D	-0,1900	0,1046	-0,0056
E	-0,1901	0,1077	-0,0115
F	-0,2104	0,1656	0,0245
G	-0,1950	0,1296	-0,0194
H	-0,2030	0,1323	0,0374
I	-0,1924	0,1084	0,0053

4.1.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan.

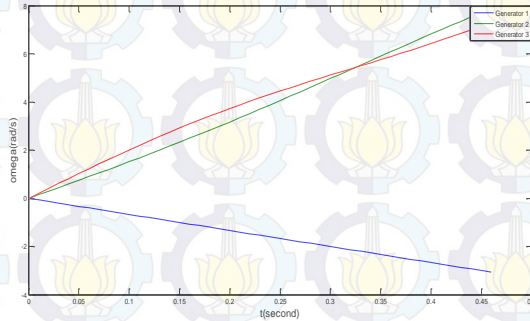
Metode yang diusulkan ini, berbasis trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Sebelum menentukan nilai CUEP, maka terlebih dahulu harus dicari nilai dari *exit point*. *Exit point* didapat dengan cara menyelesaikan persamaan *fault on* pada persamaan (3.48). Nantinya nilai dari *fault on* pada persamaan (3.48) akan menghasilkan respon kecepatan sudut dan sudut generator saat terjadi gangguan, θ_{exit} dan ω_{exit} . Nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} pada tiap – tiap titik gangguan dijelaskan seperti pada gambar berikut.

Berdasarkan Gambar 4.2-4.19 didapat nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} yang berbeda – beda di tiap titik gangguannya. Dapat disimpulkan ketika terjadi gangguan maka kestabilan sistem akan terganggu sehingga sudut rotor akan berosilasi untuk mencari posisi baru (*equilibrium point*). Jika perbedaan sudut rotor ini terus membesar tanpa ada kemungkinan bertemu di suatu titik maka sistem dikatakan tidak stabil.

Gangguan di titik A

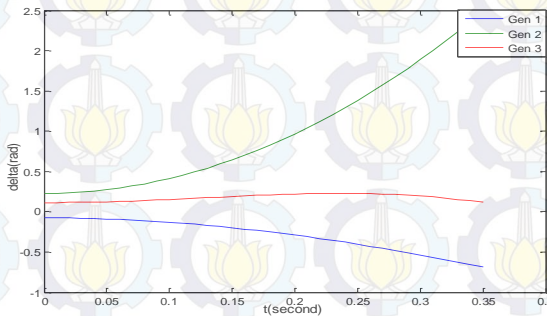


Gambar 4.2. Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

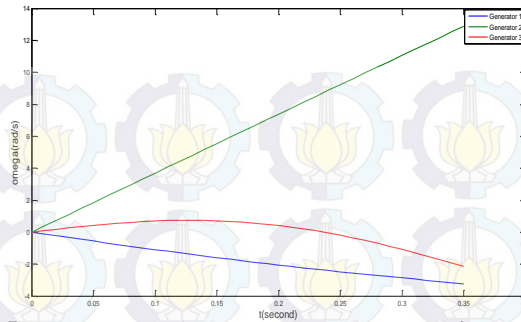


Gambar 4.3 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik B

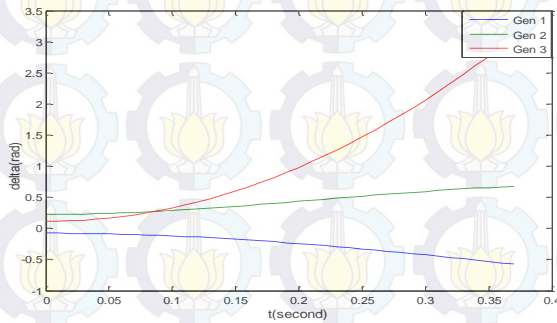


Gambar 4.4 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

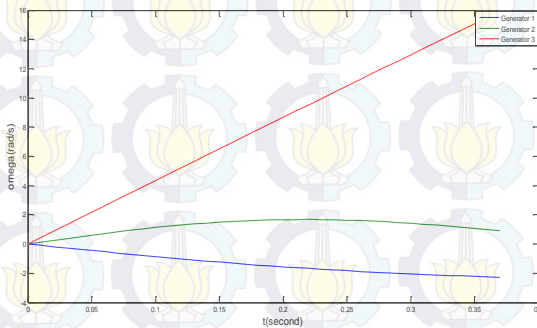


Gambar 4.5 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik C

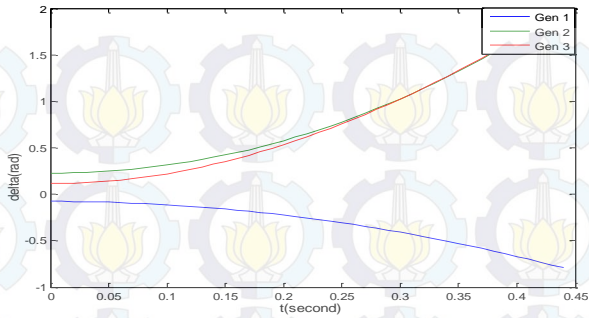


Gambar 4.6 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

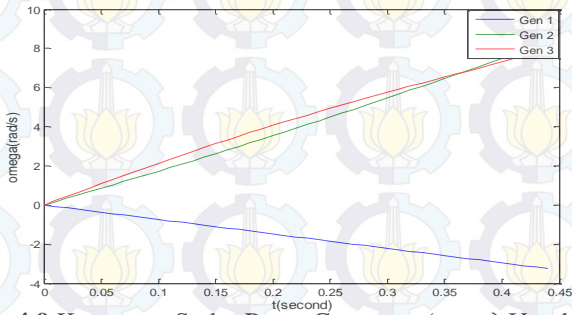


Gambar 4.7 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik D

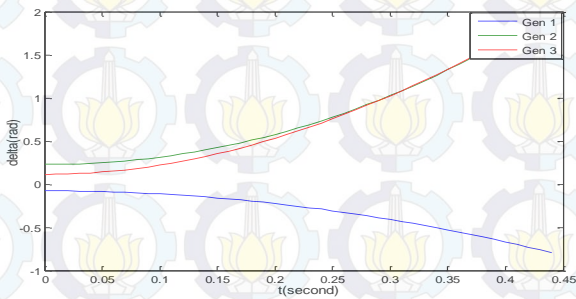


Gambar 4.8 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

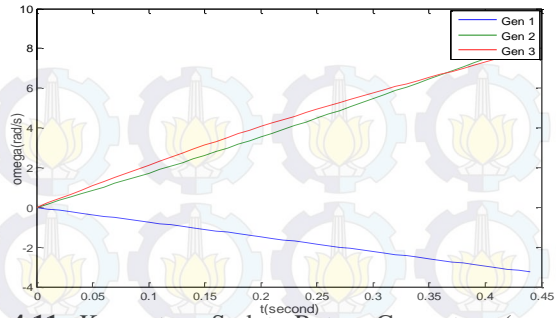


Gambar 4.9 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik E

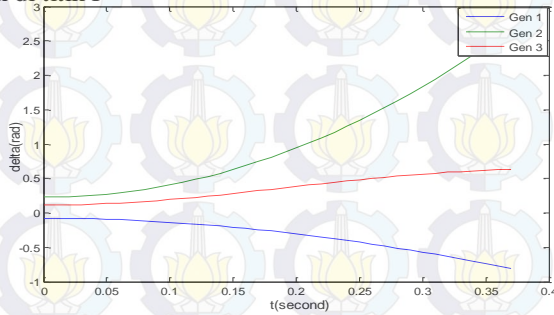


Gambar 4.10 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

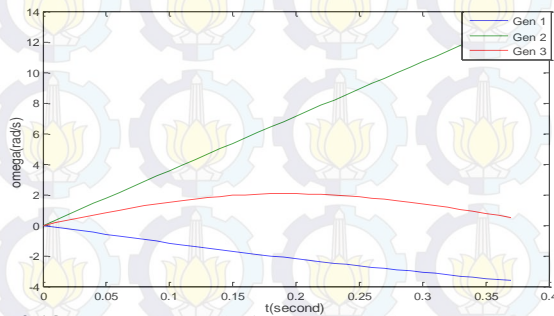


Gambar 4.11 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik F

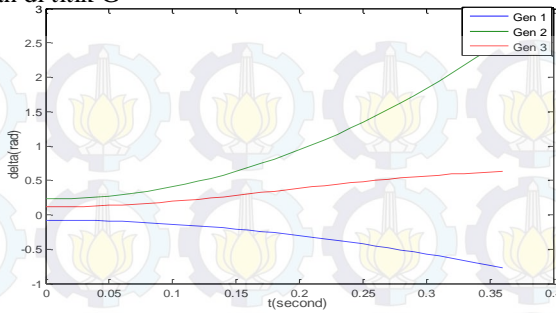


Gambar 4.12 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

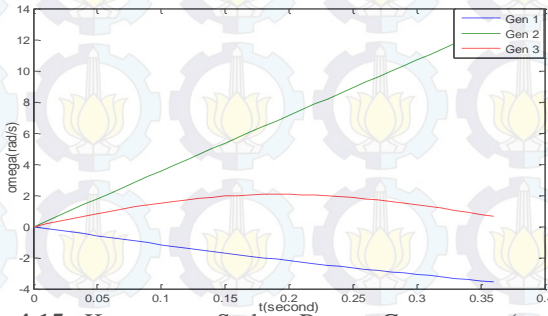


Gambar 4.13 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

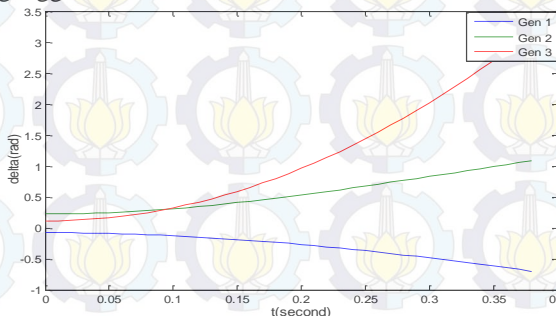
Gangguan di titik G



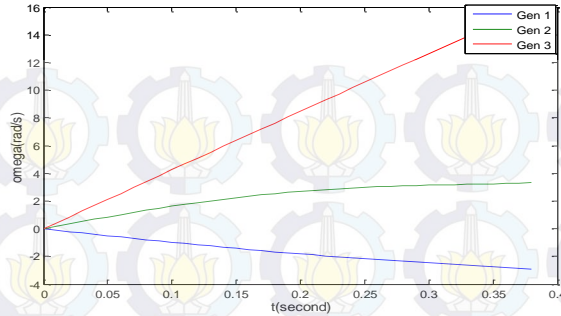
Gambar 4.14 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus



Gambar 4.15 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus
Kondisi gangguan di titik H

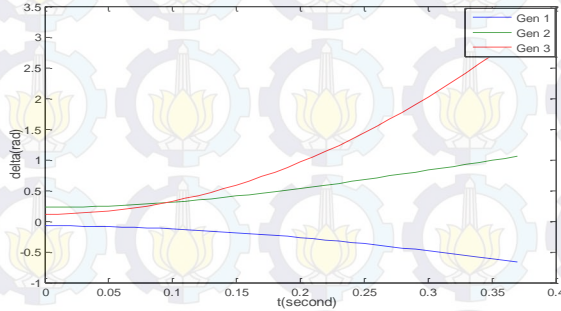


Gambar 4.16 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

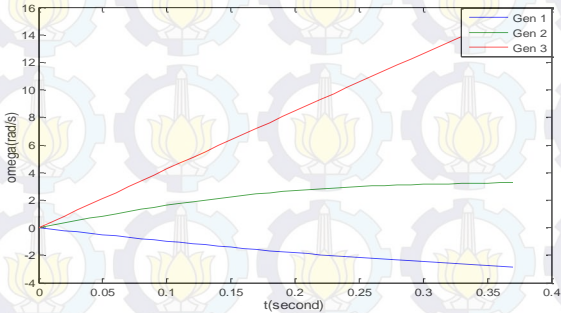


Gambar 4.17 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Kondisi gangguan di titik I



Gambar 4.18. Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus



Gambar 4.19 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

4.1.4. Penentuan nilai CUEP (*Controlling Unstable Equilibrium Point*).

Salah satu kelebihan dari metode yang diusulkan ini ialah mampu menentukan nilai CUEP berdasarkan metode trajektori kritis. Setelah didapat nilai *exit point*, selanjutnya dilakukan penentuan nilai CUEP di setiap titik gangguan. Seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya, Sistem dikatakan stabil jika nilai *real* eigen value bernilai negatif maupun sebaliknya. Pada tabel 4.7 menunjukkan nilai dari CUEP untuk sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus.

Tabel 4.7 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

CUEP (rad)			
Gangguan	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	-0,7844	2,0463	1,7996
B	-0,6596	2,2538	0,3802
C	-0,5391	0,7029	2,7314
D	-0,7914	2,1062	1,7272
E	-0,7853	2,0691	1,7852
F	-0,7747	2,0692	1,6751
G	-0,7392	2,3607	0,7769
H	-0,4137	0,2627	2,6842
I	-0,5878	0,8654	2,7678

4.1.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

Selain mampu untuk menentukan CUEP, hal terpenting dalam analisa kestabilan transien adalah menentukan waktu pemutusan kritis (CCT). Keunggulan dari metode yang diusulkan ini mampu menghitung nilai CCT secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Selain itu waktu komputasi yang lebih cepat dibandingkan dengan metode konvensional.

Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan ini, dilakukan perbandingan dengan metode konvensional (*time domain simulation*) dan metode BCU Shadowing seperti pada Tabel 4.8. Simulasi

yang dilakukan mengabaikan koefisien damping pada tiap generator. Berdasarkan tabel 4.8, hasil simulasi CCT dari metode yang diusulkan ini berbeda-beda pada tiap titik gangguan. Jumlah iterasi dipengaruhi oleh koefisien $Max|dx_i|$, dalam metode ini digunakan $Max|dx_i| < 10^{-3}$ sebagai syarat konvergensi untuk metode *Newton –Raphson* sedangkan waktu komputasi dari metode ini dipengaruhi oleh kecepatan processor dan spesifikasi dari perangkat yang digunakan.

Berdasarkan tabel 4.8, metode yang diusulkan ini mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara *range* stabil dan tidak stabil. Contoh seperti pada kasus gangguan di titik B maka CCT yang dihasilkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas waktu stabil yaitu 0,21 s yang artinya jika sistem diputus pada waktu ini maka sistem akan stabil sehingga rotor generator dapat terlindungi akan gangguan transien. Sedangkan jika sistem diputus pada waktu tidak stabil yaitu 0,22 s maka sistem akan tidak stabil. Waktu simulasi dari metode *time domain simulation* lebih lama 10 kali daripada metode yang diusulkan ini selain itu untuk mendapatkan nilai CCT dan didapatkan dengan cara *trial and error* untuk setiap titik gangguan. Untuk mendapatkan waktu simulasi CPU [s] pada metode *time domain simulation* dirumuskan seperti berikut :

$$CPU [s] = 10 \times (10 + \text{waktu running program})$$

Dengan mengasumsikan untuk mendapatkan *range* antara waktu stabil dan tidak stabil pada metode *time domain simulation* membutuhkan 10 kali percobaan dimana di setiap percobaannya diasumsikan membutuhkan waktu 10 untuk mendapatkan hasil program tersebut. Selain metode *time domain simulation*, pada metode BCU shadowing mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Waktu simulasi dari metode yang diusulkan ini dan metode BCU shadowing didapatkan langsung dari waktu proses menjalankan program

Tabel 4.8. Perbandingan Nilai CCT dari Metode yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode *Time Domain Simulation*

Fault Point	Open Line	Metode Yang Diusulkan			Error (%)	Metode BCU Shadowing		Error (%)	Metode Time Domain Simulation	
		CCT [s]	CPU [s]	Iter		CCT [s]	CPU [s]		CCT [s]	CPU [s]
A	1-4	0,3281	0,3855	20	-3,5	0,3254	0,2650	-4,29	0,34 -0,35	114,68
B	2-7	0,2122	0,2879	10	0	0,2147	0,0336	0	0,21 -0,22	115,03
C	3-9	0,2654	0,3197	6	0	0,2604	0,0397	0	0,26 -0,27	110,26
D	4-5	0,3155	0,3197	13	-1,4	0,3123	0,0247	-2,41	0,32 -0,33	114,84
E	4-6	0,3159	0,3379	14	-1,3	0,3127	0,0268	-2,28	0,32 -0,33	114,92
F	7-5	0,2100	0,3387	15	0	0,2128	0,0296	0	0,21 -0,22	114,81
G	7-8	0,2335	0,3778	20	0	0,2301	0,0695	0	0,23 - 0,24	114,86
H	9-6	0,2793	0,3779	20	5,2	0,2297	0,0261	-8,12	0,25 -0,26	114,82
I	9-8	0,2672	0,3737	20	0	0,2440	0,0448	-6,15	0,26 -0,27	114,53
Average Error					1,26 %			2,58 %		0 %

Nilai *error* didapatkan dari selisih nilai CCT hasil perhitungan metode yang diusulkan ini dan batas bawah *range* stabil (r_{stabil}) atau batas atas *range* tidak stabil (r_{tdk_stabil}) hasil perhitungan metode TDS. Apabila nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas atas *range* tidak stabil, maka digunakan (r_{tdk_stabil}), maka *error* akan bernilai positif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(+) = \frac{CCT - (r_{tdk_stabil})}{(r_{tdk_stabil})}$$

Jika nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas bawah *range* stabil (r_{stabil}), maka *error* akan bernilai negatif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(-) = \frac{CCT - (r_{stabil})}{(r_{stabil})}$$

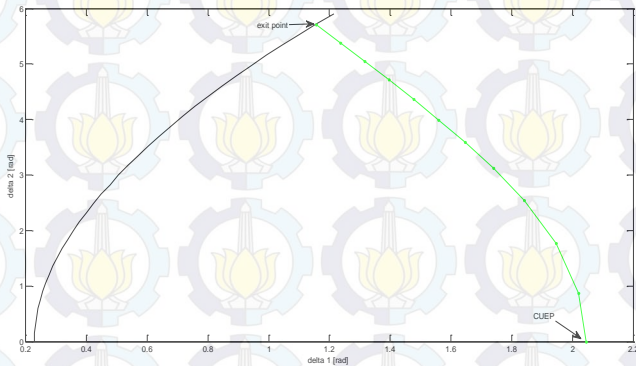
Error bernilai negatif dapat diartikan sistem masih stabil jika diputus dari waktu CCT dari metode ini seperti pada kasus A, D, dan E pada tabel 4.8. Dimana batas waktu CCT yang diperbolehkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas bawah *range* stabil. Sedangkan untuk kasus H pada tabel 4.8, nilai *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,26 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,58 %. Sedangkan untuk nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 5,2 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *absolute error* sebesar 8,12 %. Ini membuktikan bahwa metode yang diusulkan mampu untuk memperbaiki metode BCU Shadowing, selain itu juga pada metode BCU Shadowing hanya dapat digunakan pada sistem tenaga yang terbatas akibat prinsip kerja dari metode BCU Shadowing yang menggunakan prinsip dari gradien sistem dari gradien energi potensial.

4.1.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Berdasarkan Gambar 4.20 – 4.28 untuk sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, menunjukkan bahwa metode ini mampu untuk menentukan CUEP di tiap titik gangguan yang dibuktikan dengan grafik trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. *Plotting* grafik trajektori kritis ini didasarkan pada generator kritis.

Gangguan di titik A

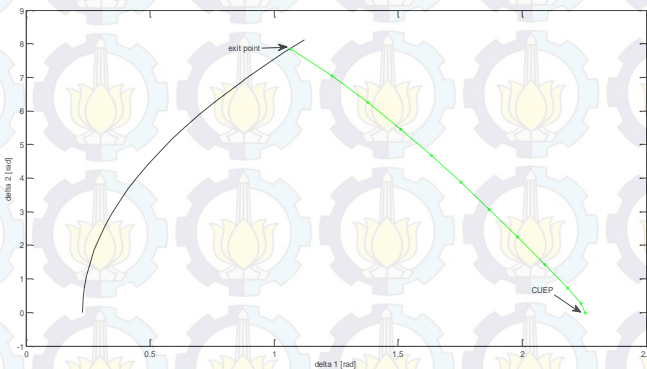
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3281 s. Untuk gangguan di titik A, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.20 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di A

Gangguan di titik B

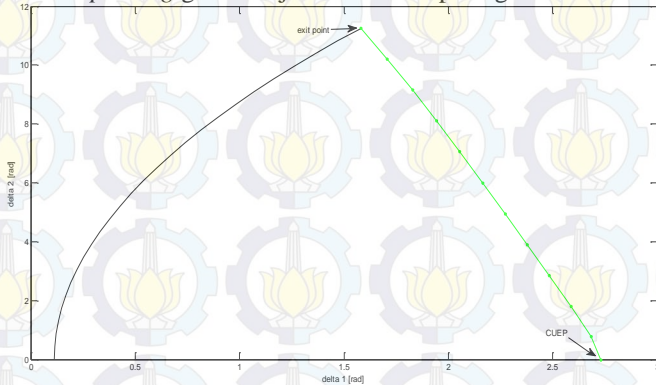
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2122 s. Untuk gangguan di titik B, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.21 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di B

Gangguan di titik C

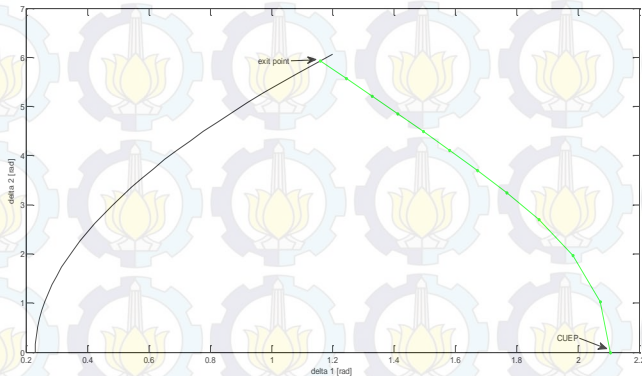
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2654 s. Untuk gangguan di titik C, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.22 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di C

Gangguan di titik D

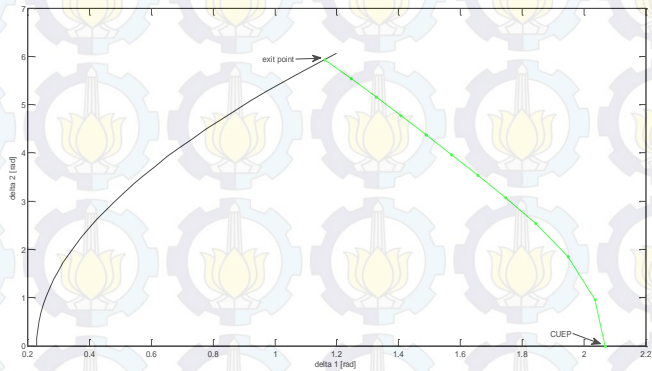
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3155 s. Untuk gangguan di titik D, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.23 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di D

Gangguan di titik E

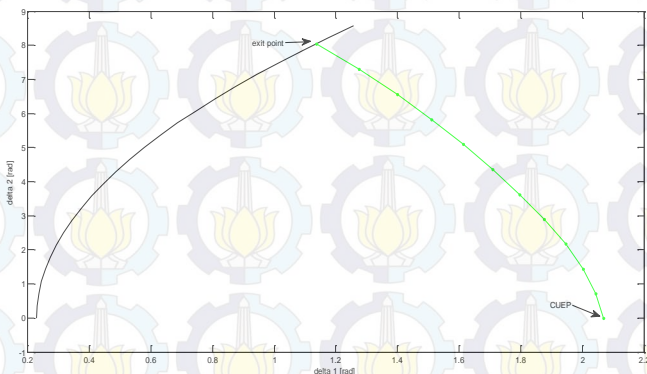
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3159 s. Untuk gangguan di titik E, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.24 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di E

Gangguan di titik F

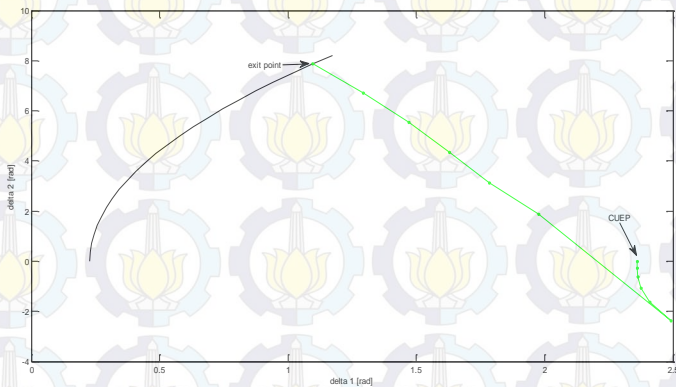
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2100 s. Untuk gangguan di titik F, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.25 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di F

Gangguan di titik G

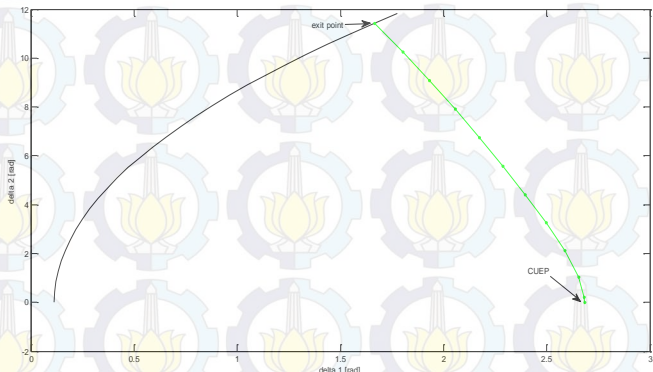
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2335 s. Untuk gangguan di titik G, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.26 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di G

Gangguan di titik H

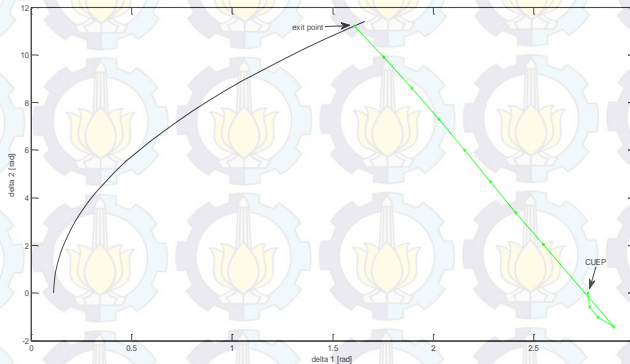
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2793 s. Untuk gangguan di titik H, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.27 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Dengan Titik Gangguan di H

Gangguan di titik I

Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2672 s. Untuk gangguan di titik I, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.28 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di I

4.2. Perhitungan *Critical Clearing Time* (CCT) pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Selain simulasi dilakukan pada sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, untuk membuktikan metode yang diusulkan ini maka simulasi juga dilakukan pada sistem IEEE 6 Generator 30 bus seperti pada Gambar 4.29. Pada sistem ini, generator 1 berfungsi sebagai *swing* yang terhubung ke bus 1 (bus *swing*), sedangkan generator 2, generator 3, generator 4, generator 5, dan generator 6 berfungsi sebagai *voltage control* yang terhubung ke bus generator yaitu bus 2, bus 3, bus 4, bus 5, dan bus 6. *Single line diagram* dari sistem digambarkan seperti pada Gambar 4.29.

Berdasarkan Gambar 4.29 terdapat 10 titik gangguan pada sistem. Letak titik-titik gangguan tersebut adalah:

- A: titik gangguan antara bus 1 dan bus 2
- B : titik gangguan antara bus 1 dan bus 3
- C: titik gangguan antara bus 2 dan bus 4
- D: titik gangguan antara bus 2 dan bus 5
- E: titik gangguan antara bus 2 dan bus 6
- F : titik gangguan antara bus 5 dan bus 7

-

Pada Tabel 4.9 dan Tabel 4.10 menunjukkan spesifikasi data jaringan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, yang ditunjukkan seperti berikut :

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0264	
2	1	3	0,0452	0,1852	0,0204	
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0184	

Tabel 4.9. Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
4	3	4	0,0132	0,0379	0,0042	
5	2	5	0,0472	0,1983	0,0209	
6	2	6	0,0581	0,1763	0,0187	
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0045	
8	5	7	0,0460	0,1160	0,0102	
9	6	7	0,0267	0,0820	0,0085	
10	6	8	0,0120	0,0420	0,0045	
11	6	9	0,0000	0,2080	0,0000	0,9780
12	6	10	0,0000	0,5560	0,0000	0,9690
13	9	11	0,0000	0,2080	0,0000	
14	4	12	0,0000	0,2560	0,0000	0,9320
15	12	13	0,0000	0,1400	0,0000	
16	12	14	0,1231	0,2559	0,0000	
17	12	15	0,0662	0,1304	0,0000	
18	12	16	0,0945	0,1987	0,0000	
19	14	15	0,2210	0,1997	0,0000	
20	16	17	0,0824	0,1923	0,0000	
21	15	18	0,1070	0,2185	0,0000	
22	18	19	0,0639	0,1292	0,0000	
23	19	20	0,0340	0,0680	0,0000	
24	10	20	0,0936	0,2090	0,0000	
25	10	17	0,0324	0,0845	0,0000	
26	10	21	0,0348	0,0749	0,0000	
27	10	22	0,0727	0,1499	0,0000	
28	21	22	0,0116	0,0236	0,0000	
29	15	23	0,1000	0,2020	0,0000	
30	22	24	0,1150	0,1790	0,0000	
31	23	24	0,1320	0,2700	0,0000	
32	24	25	0,1885	0,3292	0,0000	
33	25	26	0,2544	0,3800	0,0000	
34	25	27	0,1093	0,2087	0,0000	
35	27	28	0,0000	0,3960	0,0000	0,9680
36	27	29	0,2198	0,4153	0,0000	
37	27	30	0,3202	0,6027	0,0000	
38	29	30	0,2399	0,4533	0,0000	

Tabel 4.9. Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
39	8	28	0,0636	0,2000	0,0214	
40	6	28	0,0169	0,0599	0,0065	
41	9	10	0,0000	0,1100	0,0000	

Tabel 4.10. Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)	Shunt Capacitor
1	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	50	0,00	21,7	12,7	
3	0,00	0,00	2,4	1,2	
4	0,00	0,00	7,6	1,6	
5	105	0,00	94,2	19	
6	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	0,00	0,00	22,8	10,9	
8	50	0,00	30	30	
9	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	0,00	0,00	5,8	2	0,19
11	20	0,00	0,00	0,00	
12	0,00	0,00	11,2	7,5	
13	20	0,00	0,00	0,00	
14	0,00	0,00	6,2	1,6	
15	0,00	0,00	8,2	2,5	
16	0,00	0,00	3,5	1,8	
17	0,00	0,00	9	5,8	
18	0,00	0,00	3,2	0,9	
19	0,00	0,00	9,5	3,4	
20	0,00	0,00	2,2	0,7	
21	0,00	0,00	17,5	11,2	
22	0,00	0,00	0,00	0,00	
23	0,00	0,00	3,2	1,6	
24	0,00	0,00	8,7	6,7	0,043
25	0,00	0,00	0,00	0,00	
26	0,00	0,00	3,5	2,3	
27	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabel 4.10. Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)	Shunt Capacitor
28	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	0,00	0,00	2,4	0,9	
30	0,00	0,00	10,6	1,9	

4.2.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Parameter awal berguna untuk proses iterasi yang selanjutnya akan digunakan untuk menentukan CCT dan CUEP pada metode ini. Tabel 4.11 menunjukkan parameter-parameter yang didapatkan dari hasil *power flow*. Parameter tersebut antara lain :

1. Daya mekanis generator (Pm)
2. Tegangan bus generator (V)
3. Daya total generator (S)
4. Tegangan internal generator (Ea)

Tabel 4.11. Parameter Yang Didapatkan dari Hasil *Power Flow* untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gen	P.m (p.u)	V (p.u)	S (p.u)	Ea (p.u)
1	0,4098	1,0600+j0,0000	0,4098+j0,2973	1,1509+j0,1253
2	0,2830	1,0450-j0,0072	0,2830+j0,0727	1,0615+j0,0555
3	0,1080	1,0099-j0,0143	0,1080-j0,2127	0,9614+j0,0112
4	0,2000	1,0096-j0,0283	0,2000-j0,2030	0,9756+j0,0071
5	0,2000	1,0816-0,0275	0,2000+j0,1482	1,1063+j0,0040
6	0,2000	1,0690-j0,0651	0,2000+j0,0779	1,0836-j0,0335

Setelah mendapatkan parameter-parameter seperti pada Tabel 4.11, maka dapat ditentukan daya elektris generator (Pe) di tiap titik gangguan. Tabel 4.12 menunjukkan nilai Pe di tiap titik gangguan dari sistem IEEE 6 Generator 30 Bus yang ditunjukkan seperti berikut :

Tabel 4.12. Nilai Pe untuk Tiap Gangguan Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Pe (p.u)						
Titik Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	1,2447	1,7644	-0,5324	-1,6662	0,1782	0,4345

Tabel 4.12. Nilai P_e untuk Tiap Gangguan Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Titik Gangguan	Pe (p.u)					
	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
B	-1,5169	2,1030	-0,1215	-0,1034	0,2064	0,4980
C	-0,1667	0,4067	-0,3514	-1,2227	1,4836	1,1227
D	-1,3718	-1,3881	1,15775	-0,1561	1,2855	1,2708
E	2,2177	0,9095	-0,6021	-1,1620	-0,0283	0,0727
F	-1,3065	-0,0926	-0,8380	0,6731	1,8274	1,0049
G	1,8665	-2,0020	1,2486	1,2973	-0,2565	-0,8886
H	0,3573	0,0307	1,6319	-2,6705	1,0044	0,9520
I	0,2660	0,4135	0,4874	-0,2010	-0,1988	0,1570
J	0,0503	0,8419	-0,2204	0,3978	1,5022	-1,4840

4.2.2. Penentuan nilai SEP (*Stable Equilibrium Point*) Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Untuk menentukan nilai SEP, mula-mula sistem yang tidak terhubung melalui *infinite bus* ditransformasikan terlebih dahulu ke dalam COA seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 3.3. Tabel 4.13 menjelaskan besarnya θ_i dari masing – masing generator.

Tabel 4.13 Nilai Dari Masing-Masing Sudut Rotor Generator θ_i Bersasarkan COA

θ_i (rad)					
Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
0,0401	-0,0161	-0,0567	-0,0611	-0,0647	-0,0992

Setelah didapat besarnya sudut rotor dai masing – masing generator, selanjutnya menentukan nilai SEP. Nilai dari SEP tidak akan berubah – ubah kecuali terjadi perubahan pada konfigurasi jaringan. Tabel 4.14 memaparkan besarnya nilai SEP .

Tabel 4.14 Nilai SEP untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

SEP (rad)						
Titik Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	-0,0265	-0,0874	-0,0127	-0,1315	-0,1350	-0,1694
B	-0,0264	-0,0847	-0,1270	-0,1332	-0,1369	-0,1718
C	-0,0276	-0,0822	-0,1251	-0,1319	-0,1357	-0,1709

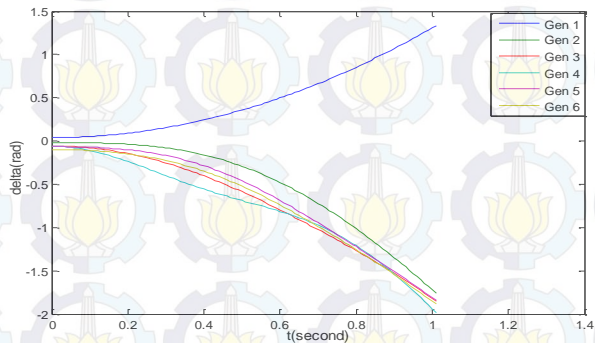
Tabel 4.14 Nilai SEP untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Titik Gangguan	SEP (rad)					
	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
D	-0,0278	-0,0840	-0,1275	-0,1296	-0,1332	-0,1676
E	-0,0270	-0,0819	-0,1258	-0,1338	-0,1369	-0,1707
F	-0,0286	-0,0843	-0,1176	-0,1322	-0,1357	-0,1699
G	-0,0285	-0,0850	-0,1255	-0,1245	-0,1337	-0,1681
H	-0,0283	-0,0845	-0,1251	-0,1284	-0,1332	-0,1677
I	-0,0314	-0,0863	-0,1269	-0,1308	-0,0977	-0,1691
J	-0,0303	-0,0858	-0,1264	-0,1306	-0,1341	-0,1436

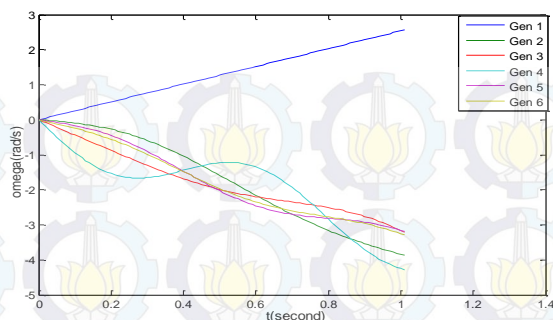
4.2.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan.

Pada metode yang diusulkan ini, berbasis trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Sebelum menentukan nilai CUEP, maka terlebih dahulu dicari nilai *exit point*. *Exit point* didapat dengan cara menyelesaikan persamaan *fault on* pada persamaan (3.48). nantinya nilai dari *fault on* pada persamaan (3.48) akan menghasilkan kecepatan sudut dan sudut generator saat terjadi gangguan, θ_{exit} dan ω_{exit} . Nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} pada tiap – tiap titik gangguan dijelaskan seperti berikut.

Gangguan di titik A

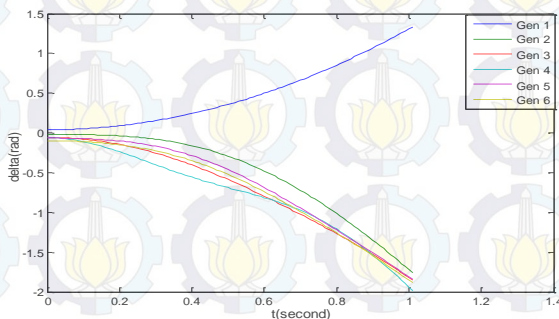


Gambar 4.30 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

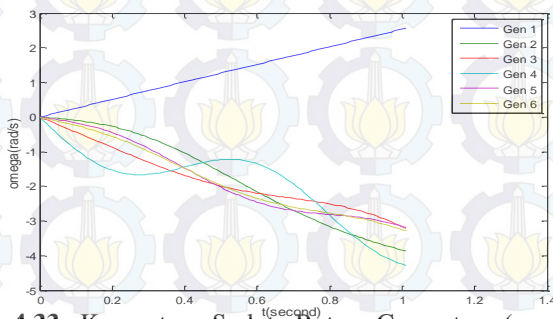


Gambar 4.31 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik B

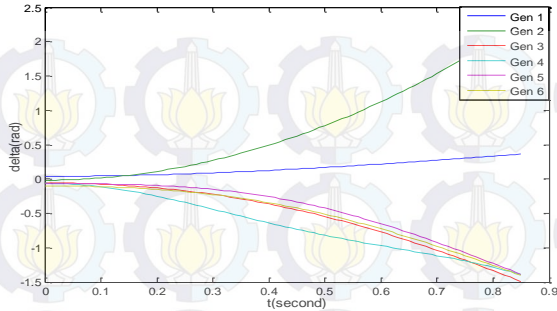


Gambar 4.32 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

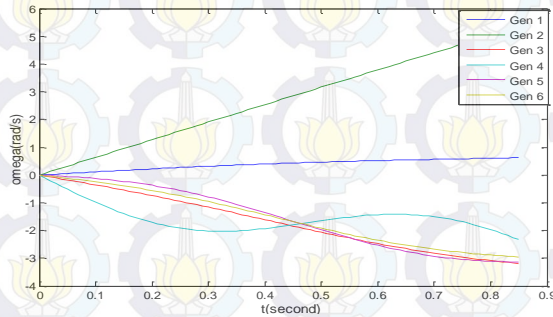


Gambar 4.33 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik C

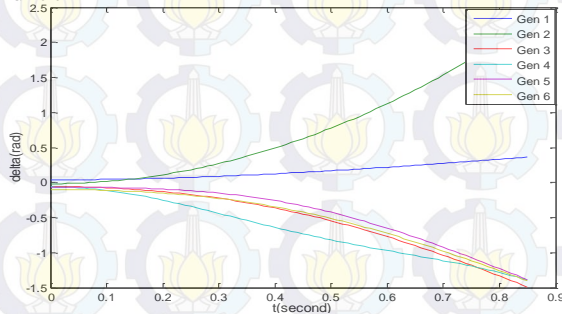


Gambar 4.34 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

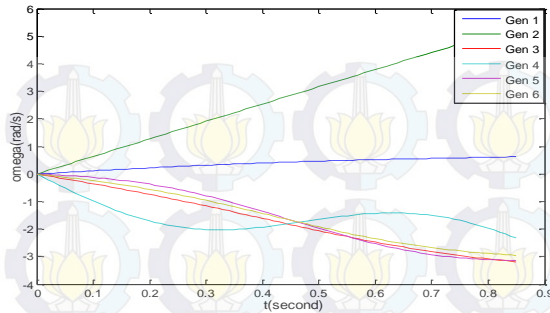


Gambar 4.35 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik D

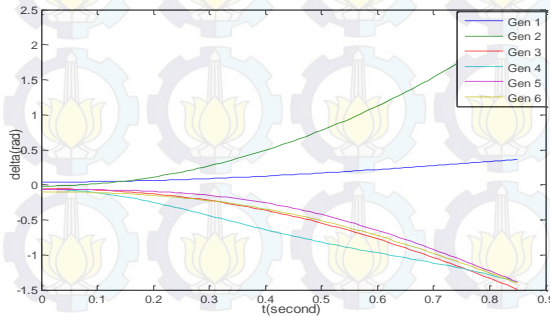


Gambar 4.36 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

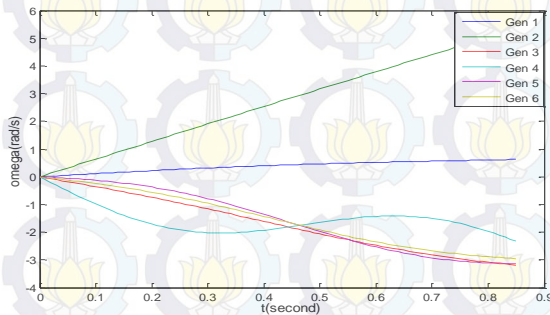


Gambar 4.37 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik E

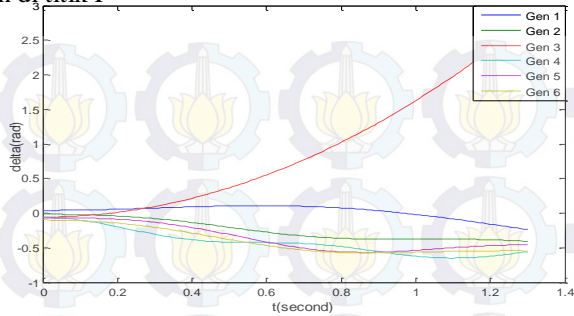


Gambar 4.38 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

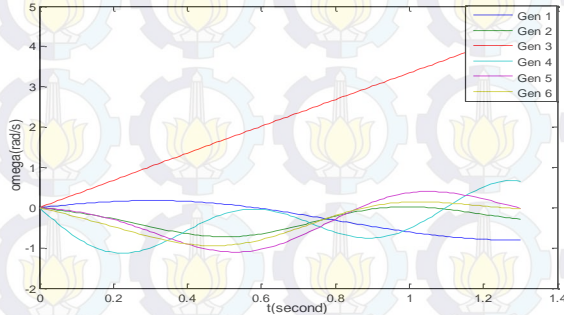


Gambar 4.39 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik F

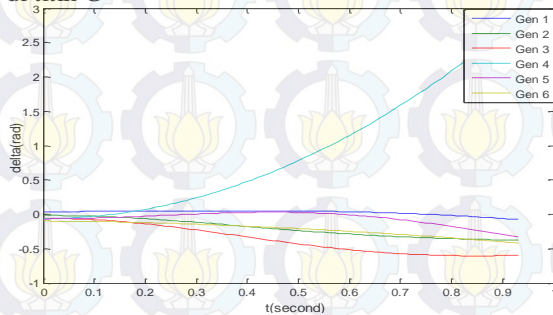


Gambar 4.40 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

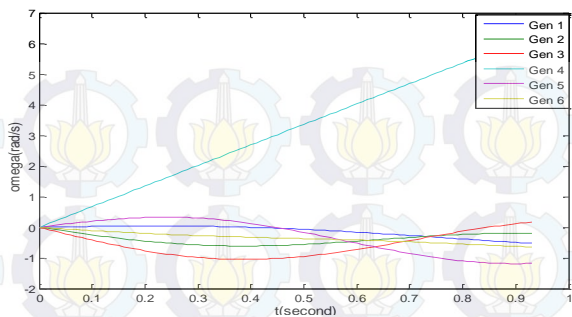


Gambar 4.41 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik G

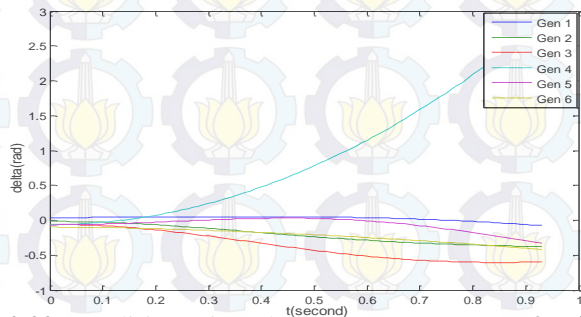


Gambar 4.42 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

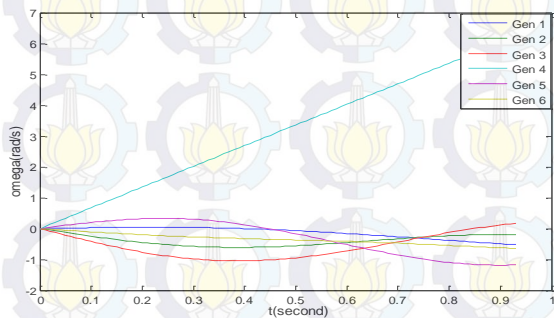


Gambar 4.43 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik H

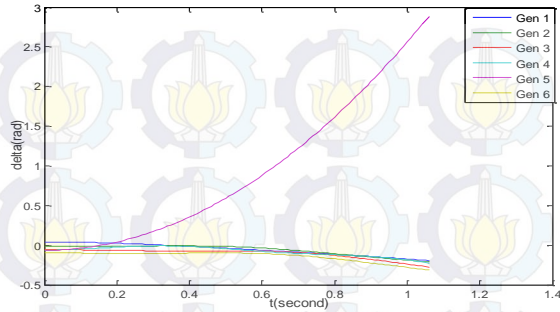


Gambar 4.44 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

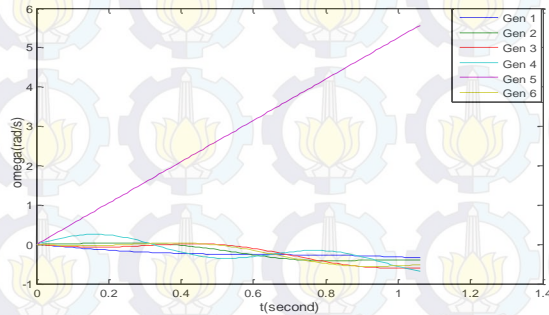


Gambar 4.45 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik I

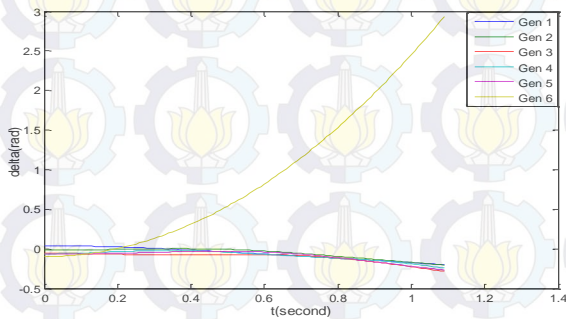


Gambar 4.46 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

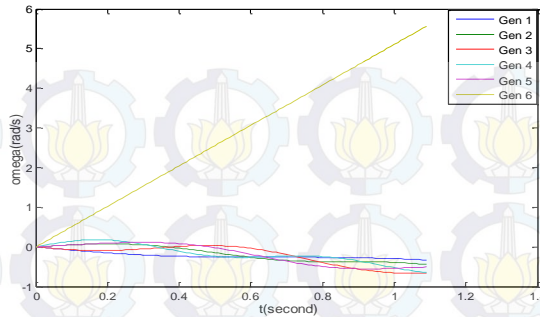


Gambar 4.47 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik J



Gambar 4.48 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus



Gambar 4.49 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Berdasarkan Gambar 4.30-4.49 didapat nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} yang berbeda – beda di tiap titik gangguannya. Dapat disimpulkan ketika terjadi gangguan kestabilan sistem akan terganggu sehingga sudut rotor akan berosilasi untuk mencari posisi baru (*equilibrium point*) dan jika perbedaan sudut rotor ini terus membesar tanpa ada kemungkinan bertemu di suatu titik maka sistem dikatakan tidak stabil.

4.2.4. Penentuan nilai CUEP (*Controlling Unstable Equilibrium Point*)

Salah satu kelebihan dari metode yang diusulkan ini ialah mampu menentukan nilai CUEP berdasarkan metode trajektori kritis. Pada tabel 4.15 menunjukkan nilai dari CUEP untuk sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Tabel 4.15 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk IEEE 6 Generator 30 Bus

CUEP (rad)						
Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	1,2784	-1,6974	-1,8041	-1,8084	-1,7794	-1,8133
B	1,2833	-1,6764	-1,8102	-1,8260	-1,8001	-1,8381
C	0,6909	1,6025	-1,8339	-1,8668	-1,7497	-1,7939
D	0,6478	1,7062	-1,8572	-1,7972	-1,6708	-1,7038
E	0,6596	1,6720	-1,7961	-1,8344	-1,7231	-1,7534
F	-0,2568	-0,3797	2,7941	-0,5025	-0,4670	-0,5122

Tabel 4.15 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk IEEE 6 Generator 30 Bus
CUEP (rad)

Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
G	-0,1631	-0,2803	-0,3744	2,9036	-0,2346	-0,3281
H	-0,1824	-0,2589	-0,3558	2,9053	-0,1787	-0,2842
I	-0,2041	-0,1843	-0,2316	-0,1938	-2,7719	-0,1691
J	-0,2134	-0,1856	-0,2423	-0,2080	-0,2065	2,8348

4.2.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.

Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan ini, dilakukan perbandingan menggunakan metode konvensional (*time domain simulation*) dan metode BCU Shadowing seperti pada Tabel 4.16. Simulasi yang dilakukan ini mengabaikan koefisien damping pada tiap generator. Berdasarkan tabel 4.16, hasil simulasi CCT dari metode yang diusulkan ini berbeda-beda pada tiap titik gangguan. Jumlah iterasi dipengaruhi oleh koefisien $Max|dx_i|$, dalam metode ini digunakan $Max|dx_i| < 10^{-3}$ sebagai syarat konvergensi untuk metode *Newton – Raphson* sedangkan waktu komputasi dari metode ini dipengaruhi oleh kecepatan processor dan spesifikasi dari perangkat yang digunakan.

Berdasarkan tabel 4.16, metode ini mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara *range* stabil dan batas tidak stabil. Seperti pada kasus G jika terjadi gangguan maka CCT yang dihasilkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas waktu stabil yaitu 0,83 s yang artinya jika sistem diputus pada waktu ini maka sistem akan stabil. Sedangkan jika sistem diputus pada waktu tidak stabil yaitu 0,84 s. Waktu simulasi dari metode *time domain simulation* lebih lama 10 kali lipat daripada metode yang diusulkan ini untuk mendapatkan nilai CCT dan didapatkan dengan cara *trial and error* untuk setiap titik gangguan.

Untuk mendapatkan waktu simulasi CPU [s] pada metode *time domain simulation* dirumuskan seperti berikut :

$$CPU [s] = 10 \times (10 + \text{waktu running program})$$

Dengan mengasumsikan waktu simulasi pada metode *time domain simulation* membutuhkan 10 kali percobaan dimana di setiap

percobaannya diasumsikan membutuhkan waktu 10 detik untuk mendapatkan hasil program tersebut. Selain metode *time domain simulation*, pada metode BCU shadowing mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Waktu simulasi dari metode yang diusulkan ini dan metode BCU shadowing didapatkan langsung dari waktu proses menjalankan program.

Nilai *error* hasil perhitungan CCT dari metode ini dibandingkan dengan metode *time domain simulation*. Nilai *error* didapatkan dari selisih nilai CCT hasil perhitungan metode yang diusulkan ini dan batas bawah *range* stabil (r_{stabil}) atau batas atas *range* tidak stabil (r_{tdk_stabil}) hasil perhitungan metode TDS. Apabila nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas atas *range* tidak stabil, maka digunakan (r_{tdk_stabil}), maka *error* akan bernilai positif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(+) = \frac{CCT - (r_{tdk_stabil})}{(r_{tdk_stabil})}$$

Jika nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas bawah *range* stabil (r_{stabil}), maka *error* akan bernilai negatif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(-) = \frac{CCT - (r_{stabil})}{(r_{stabil})}$$

Error bernilai negatif dapat diartikan sistem masih stabil jika diputus dari waktu CCT dari metode ini seperti pada kasus F pada tabel 4.16. Dimana batas waktu CCT yang diperbolehkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas bawah *range* stabil. Nilai *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,91 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,92 %. Sedangkan untuk nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 4,06 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *absolute error* sebesar 6,26 %. Ini membuktikan bahwa metode yang diusulkan mampu untuk memperbaiki metode BCU Shadowing, selain itu juga pada metode BCU Shadowing hanya dapat digunakan pada sistem tenaga yang terbatas akibat prinsip kerja dari metode BCU Shadowing yang menggunakan prinsip dari gradien sistem dari gradien energi potensial.

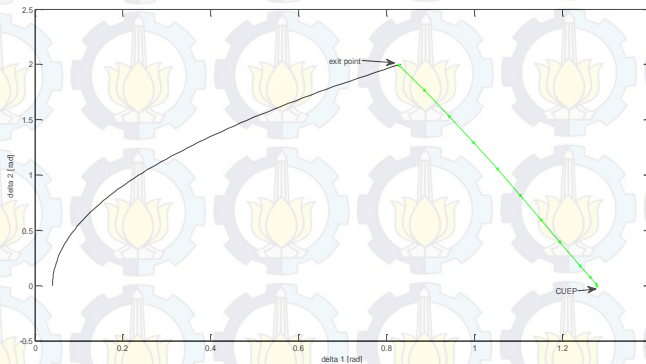
Tabel 4.16. Perbandingan Nilai CCT dari Metode yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode *Time Domain Simulation* Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.

<i>Fault Point</i>	<i>Open Line</i>	Metode Yang Diusulkan			<i>Error (%)</i>	Metode BCU Shadowing		<i>Error (%)</i>	Metode Time Domain Simulation	
		CCT [s]	CPU [s]	Iter		CCT [s]	CPU [s]		CCT [s]	CPU [s]
A	1-2	0,8187	0,3013	8	3,63	0,7994	0,2501	1,18	0,78-0,79	236,44
B	1-3	0,8248	0,3121	8	3,1	0,8501	0,0474	6,26	0,79– 0,80	238,22
C	2-4	0,7350	0,2898	7	2,08	0,6700	0,0422	-5,63	0,71-0,72	228,22
D	2-5	0,7495	0,3713	7	4,06	0,6732	0,0435	5,18	0,71-0,72	239,28
E	2-6	0,7517	0,2807	8	4,4	0,6717	0,0425	5,39	0,71-0,72	240,87
F	5-7	1,1549	0,2796	4	-1,29	1,1319	0,0445	-3,25	1,17-1,18	251,23
G	8-6	0,8365	0,270	4	0	0,8214	0,0371	-1,04	0,83-0,84	239,21
H	8-28	0,8384	0,2463	4	0	0,8237	0,0400	-0,76	0,83-0,84	167,66
I	11-9	0,9354	0,3057	10	0,15	0,9114	0,0375	0,15	0,90-0,91	227,48
J	13-12	0,9760	0,3204	13	0,37	0,9536	0,0390	0,37	0,94-0,95	249,81
<i>Average Error</i>					1,91 %			2,92 %		0 %

4.2.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik A

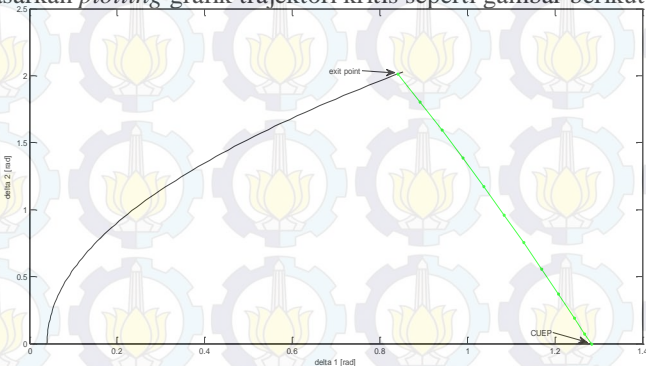
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8187 s. Untuk gangguan di titik A, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.50 Grafik Trajektori Pada Kritis Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di A

Gangguan di titik B

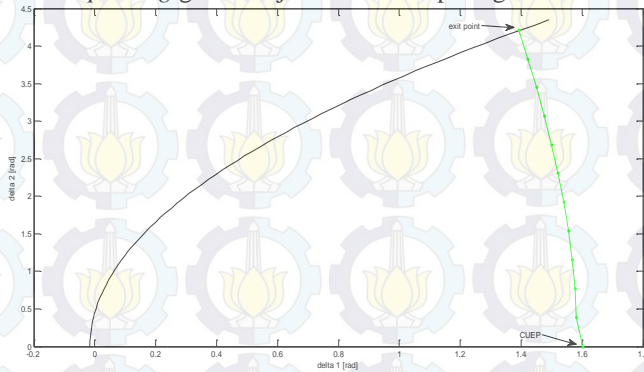
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8248 s. Untuk gangguan di titik B, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.51 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di B

Gangguan di titik C

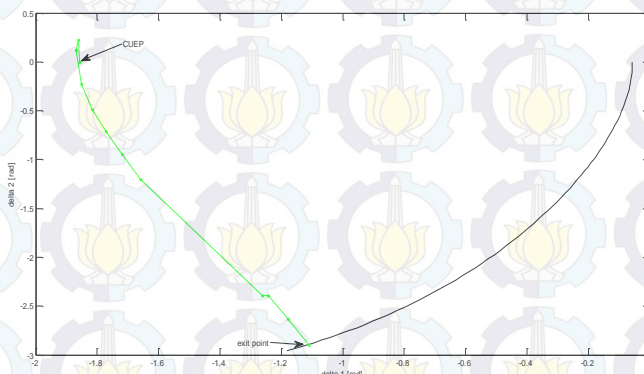
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7350 s. Untuk gangguan di titik C, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.52 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di C

Gangguan di titik D

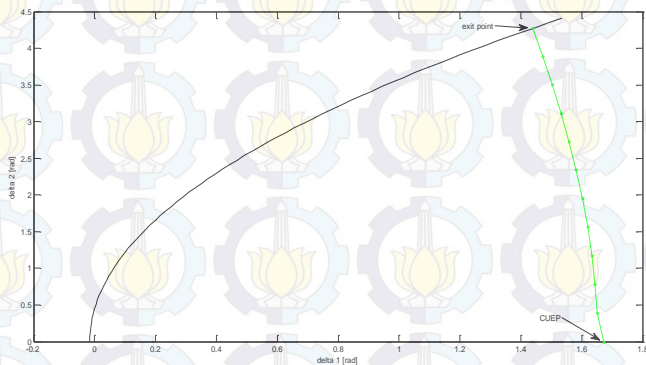
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7495 s. Untuk gangguan di titik D, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.53 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di D

Gangguan di titik E

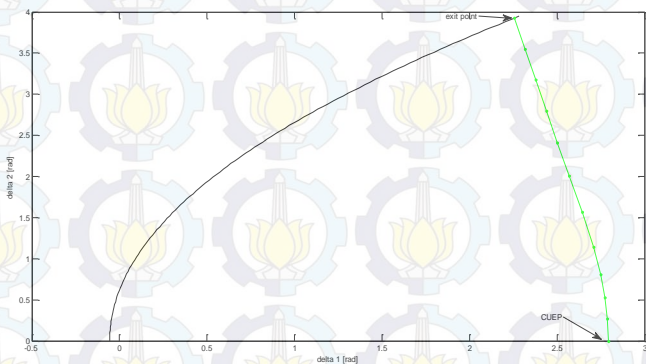
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7517 s. Untuk gangguan di titik E, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.54 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di E

Gangguan di titik F

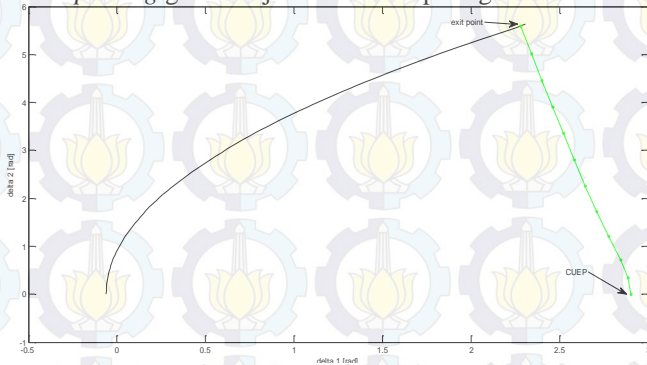
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 1,1549 s. Untuk gangguan di titik F, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.55 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di F

Gangguan di titik G

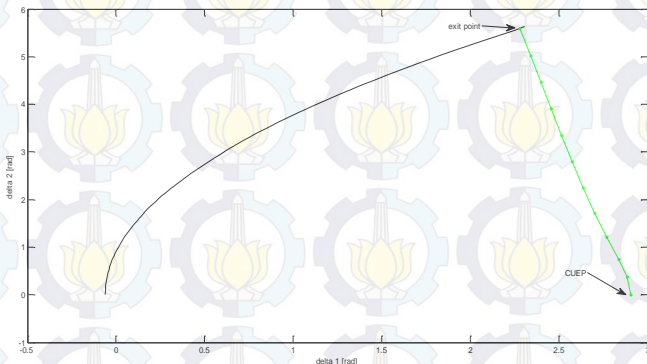
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8365 s. Untuk gangguan di titik G, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.56 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di G

Gangguan di titik H

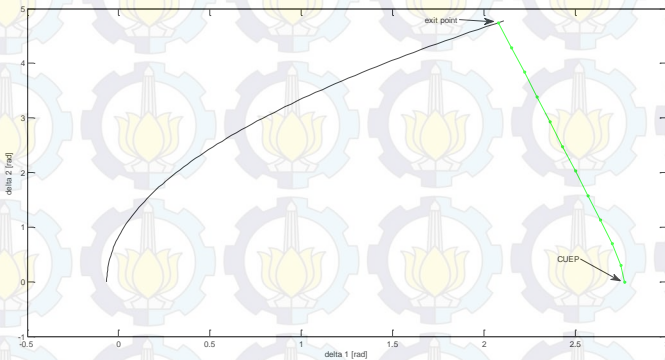
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8384 s. Untuk gangguan di titik H, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.57 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di H

Gangguan di titik I

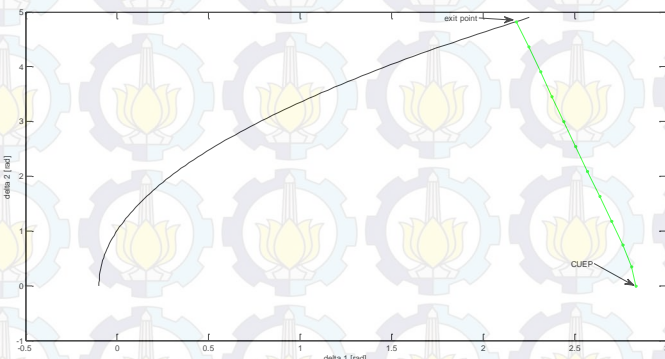
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,9354s. Untuk gangguan di titik I, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.58 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di I

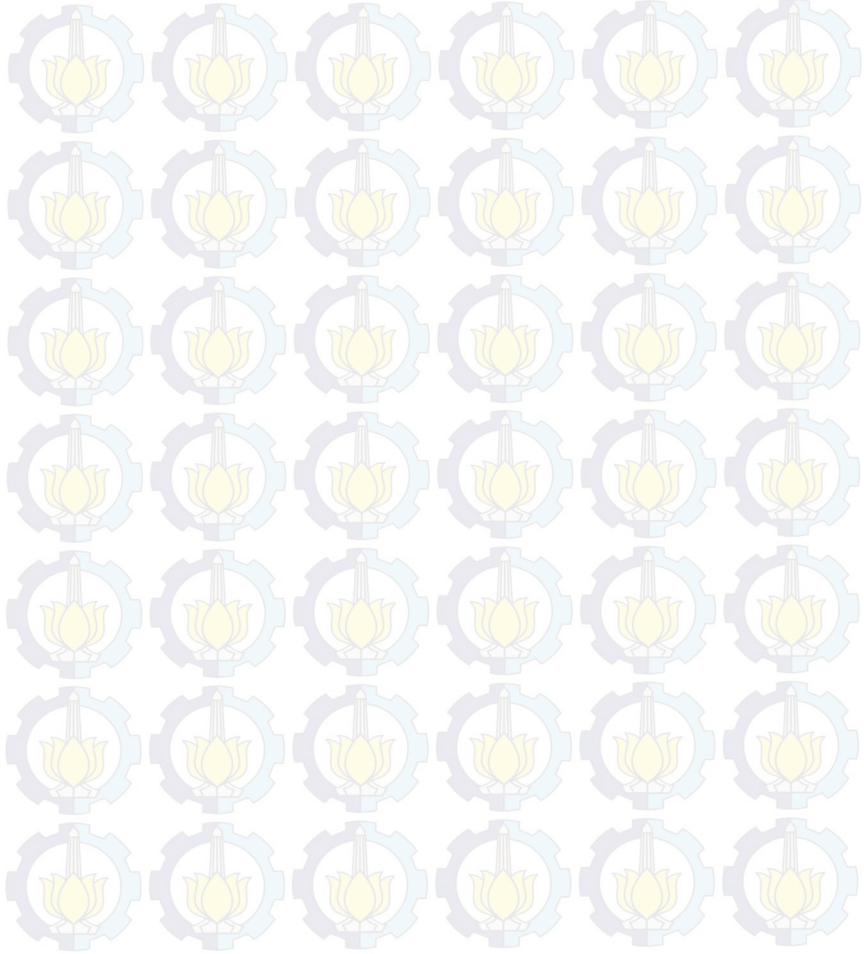
Gangguan di titik J

Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,9760s. Untuk gangguan di titik J, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.59 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di J

Berdasarkan Gambar 4.50 – 4.59 untuk sistem IEEE 6 Generator 30 Bus, menunjukkan bahwa metode ini mampu untuk menentukan CUEP ditiap titik gangguan yang dibuktikan dengan grafik trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. *Plotting* grafik trajektori kritis ini didasarkan pada generator kritis.



DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability" *IEEE Transactions on Power system*, vol. 19, no. 2, may 2004.
- [2] Grainger, J.J., Stevenson, W.D., "Power System Analysis", New York: McGraw-Hill, Inc, 1994
- [3] Kundur, P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [4] Fouad, A. V. Vittal, S. Rajagopal, "Direct Transient Stability Analysis Using Energy Functions Application To Large Power Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWR-2, No. 1, February 1987.
- [5] C.D. Hasio, W.F. Felix, and V.P. Pravin, "A BCU Method For Direct Analysis on Power System Transient Stability", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.9, No.3, August 1994.
- [6] S.Ricky, A.Priyadi, and N. Satriadi, "Perbaikan Perhitungan Waktu Pemutusan Kritis Berbasis Fungsi Energi Dengan Menggunakan Metode Shadowing," *Jurnal Teknik POMITS*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2013.
- [7] N. Yorino, A. Priyadi, Hironori K., dan M. Takeshita, "A New Method for Obtaining Critical Clearing Time for Transient Stability," *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 25, No. 3, August 2010.
- [8] A.Priyadi, N.Yorino, Q.A.Ony, P.H.Mauridhi, "CCT Computation Method Based on Critical Trajectory Using Simutaneous Equations For Transient Stability Analysis", *International Confrence on Information Technology and Electrical Engineering – 6th (ICITEE)*, 2014, Yogyakarta,Indonesia.
- [9] A. Priyadi, N. Yorino, M. Tanaka, T. Fujiwara, Y. Zoka, H. Kakui, and M. Takeshita, "A Direct Method for Obtaining Critical Clearing Time for Transient Stability Using Critical Generator Conditions," *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 22, no. 5, pp. 674-687, June 2012.
- [10] A. Priyadi, N. Yorino, Y. Sasaki, M. Tanaka, T. Fujiwara, Y. Zoka, H. Kakui, and M. Takeshita, "Comparison of Critical

Trajectory Methods for Direct Method for Transient Stability,”
IEEE Transactions on Power and Energy, vol. 130, no. 10, pp.
870-876, October 2010.

- [11] N. Yorino, E. Popov, Y. Zoka, Y. Sasaki, and H. Sugihara, “*An Application of Critical Trajectory Method to BCU Problem for Transient Stability Studies,*” IEEE Transaction On Power Systems, Vol.28, No.4, November 2013.
- [12] Dong, Hsiao dan Chiang, “*Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power System*”. Canada: John Wiley & Sons, Inc, 2011.
- [13] A.Surya, A.Priyadi, Y.Teguh, “*Perhitungan Critical Clearing Time Dengan Menggunakan Metode Time Domain Simulation*”, Jurnal Teknik POMITS, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2012.

BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

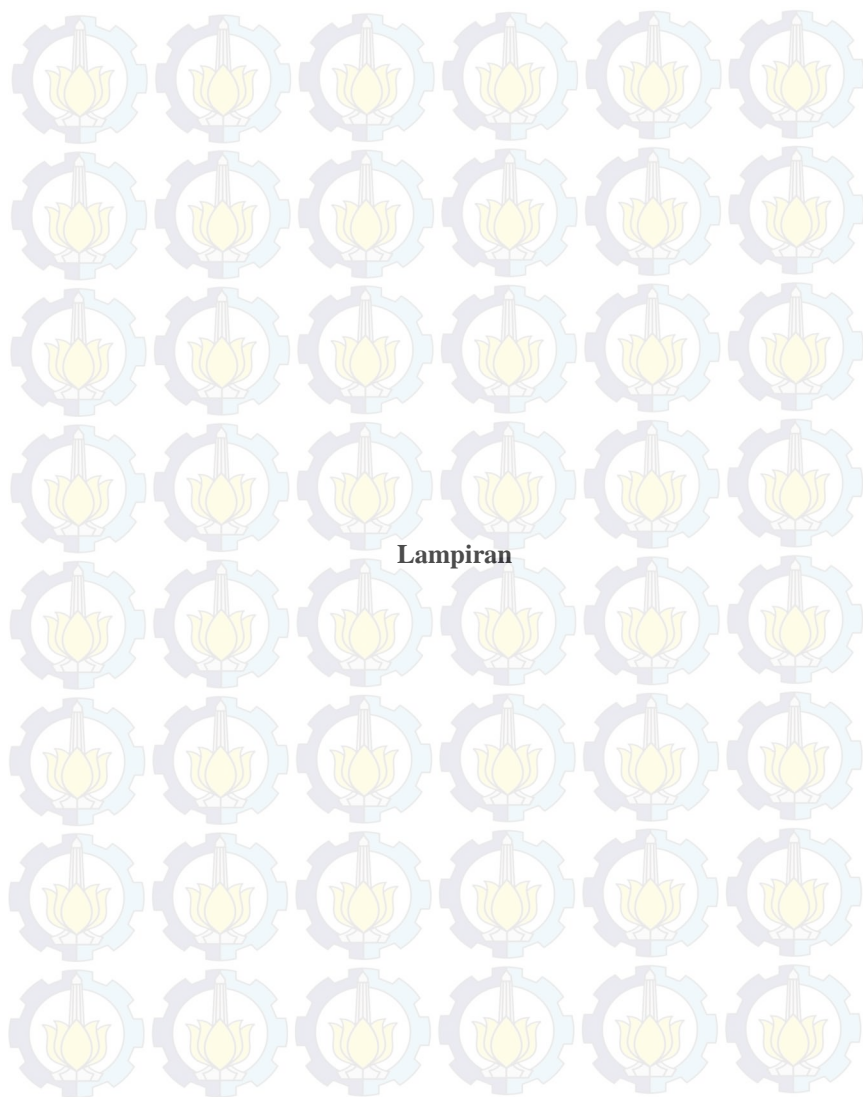
Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisa dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Analisa kestabilan transien dalam sistem tenaga difokuskan ke dalam analisa kestabilan sudut rotor generator akibat hubung singkat yang terjadi pada salah satu saluran transmisi ganda/*double circuit*.
2. Metode yang diusulkan merupakan metode trajektori kritis (*critical trajectory*) berbasis *boundary value*. Batasan awal (*initial condition*) berupa *exit point* dan batasan akhir (*end point*) berupa CUEP.
3. Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan pada sistem Anderson dan Fouad 3 Generator 9 Bus dan sistem IEEE 6 Generator 30 Bus, metode trajektori kritis mampu diaplikasikan ke dalam metode BCU Shadowing. Terlihat bahwa metode ini mampu menentukan nilai CUEP di tiap titik gangguan.
4. Pada sistem Anderson dan Fouad 3 Generator 9 Bus terdapat 9 titik gangguan dimana akan dihasilkan 9 nilai CCT yang berbeda. Nilai CCT yang digunakan ialah yang paling kecil yaitu 0,2100 s. Nilai CCT ini di-*setting* pada CB (*Circuit Breaker*) didekat generator.
5. Pada sistem IEEE 6 Generator 30 Bus terdapat 10 kemungkinan titik gangguan dimana akan dihasilkan 10 nilai CCT yang berbeda. Nilai CCT yang digunakan ialah yang paling kecil yaitu 0,7350 s. Nilai CCT ini di-*setting* pada CB (*Circuit Breaker*) didekat generator.
6. Pada sistem tenaga Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 5,2 % sedangkan pada metode BCU Shadowing sebesar 8,12 %, sedangkan *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,26 % dan pada metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,58 %.
7. Pada Sistem tenaga IEEE 6 Generator 30 Bus, nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 4,06 % sedangkan pada metode BCU Shadowing sebesar 6,26 %, sedangkan *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,91% dan pada metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,92 %.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan penulis untuk perbaikan dan pengembangan selanjutnya dari metode ini dijabarkan sebagai berikut :

1. Perlu dilakukan pengujian dari metode ini untuk sistem tenaga listrik yang lebih kompleks dengan penambahan koefisien damping pada tiap generator, penambahan kontroler (AVR dan Governor), konfigurasi jaringan (radial), dan pemodelan generator yang lebih kompleks.
2. Perlu dilakukan pengujian untuk analisa kestabilan transien dengan mempertimbangkan gangguan non simetri, mengingat gangguan yang bersifat non simetri ini memiliki presentase kemungkinan terjadi paling sering dalam sistem tenaga.



PERHITUNGAN CCT (*CRITICAL CLEARING TIME*) BERDASARKAN METODE TRAJEKTORI KRITIS UNTUK MEMPERBAIKI METODE BCU SHADOWING

Nama : Lalu Arya Repatmaja
Pembimbing I : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Pembimbing II : Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

ABSTRAK

Dalam tugas akhir ini mengusulkan sebuah metode baru dalam analisa stabilitas transien untuk menghitung CUEP (*controlling unstable equilibrium point*) pada sistem tenaga listrik. Berbeda dari metode yang sudah ada, sebuah perumusan minimisasi dengan batasan permasalahan (*boundary value*) untuk mendapatkan CUEP diformulasikan guna merepresentasikan kondisi kritis sistem dalam stabilitas transient. Metode yang diusulkan ini menghitung secara langsung lintasan pada batas kestabilan sistem yang direpresentasikan sebagai trajektori kritis. Trajektori kritis merupakan sebuah lintasan trajektori yang dimulai dari titik *exit point* yang berada pada pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Selain mendapatkan CUEP, hal yang paling penting dalam analisa stabilitas transien adalah menghitung nilai CCT (*critical clearing time*) sistem. Keefektifan dan keakuratan dari metode yang diajukan akan disimulasikan pada sistem tenaga listrik Anderson and Fouad 3 generator 9 bus dan IEEE 6 generator 30 bus.

Kata Kunci : *Controlling Unstable Equilibrium Point, Stabilitas Transien, Exit Point, Fault On Trajectory, Trajektori Kritis, Critical Clearing Time.*



COMPUTATION OF CRITICAL CLEARING TIME (CCT) BASED ON CRITICAL TRAJECTORY TO IMPROVE BCU SHADOWING

Name : Lalu Arya Repatmaja
Advisor I : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
Advisor II : Ir. Sjamsjul Anam, M.T.

ABSTRACT

In this final project proposes a new method for obtaining *controlling unstable equilibrium point* (CUEP) for transient stability analysis in electric power systems. Different from other method, a minimization problem with boundary value is formulated to attain CUEP by applying critical trajectory to obtain critical condition for transient stability analysis. The proposed method computes a trajectory that starting from exit point which a point on fault on trajectory until reach CUEP. The important subject for transient stability is to find critical clearing time (CCT). The effectiveness of the proposed method is simulated through simulations for various power systems such as : Anderson and Fouad 3 Generator 9 bus and IEEE 6 Generator 30 bus.

Keyword : *Controlling Unstable Equilibrium Point, Transient Stability, Exit Point, Fault On Trajectory, Critical Trajectory, Critical Clearing Time.*



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR SIMBOL dan SINGKATAN	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Metodologi	3
1.5. Relevansi	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
BAB 2 KESTABILAN TRANSIEN	
2.1 Pengertian Kestabilan	7
2.2 Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik	8
2.2.1 Kestabilan Sudut Rotor	8
2.2.2. Kestabilan Frekuensi	9
2.2.3. Kestabilan Tegangan	9
2.3 <i>Power Flow</i> (Aliran Daya)	10
2.3.1. Pembagian Bus Dalam Sistem Tenaga	11
2.4 Fungsi Energi (<i>Energy Function</i>)	11
2.5 CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>)	13
2.6 Lintasan Kritis (<i>Critical Trajectory</i>)	14
BAB 3 PEMODELAN SISTEM	
3.1. <i>Newton-Raphson Power Flow</i>	17
3.2. Reduksi Jaringan	22

3.3. Persamaan Ayunan (<i>Swing Equation</i>).....	23
3.4. Pemodelan Sistem.....	27
3.5. Perumusan Masalah	28
3.5.1. Kondisi Awal (<i>Initial Condition</i>).....	28
3.5.2. Metode Integrasi Numerikal	29
3.5.3. Batasan Permasalahan (<i>Boundary Value</i>).....	30
3.5.4. Modifikasi Persamaan Trapezoidal.....	31
3.5.5. Perumusan Minimalisasi.....	32
3.5.6. Aplikasi Metode Trajektori Kritis Ke Metode BCU	33
3.6. Metode <i>Newton-Raphson</i>	34
3.7. Langkah Perhitungan CCT dan CUEP.....	35

BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIA

4.1. Perhitungan <i>Critical Clearing Time</i> (CCT) pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	37
4.1.1. Penentuan Paramater Awal Pada Sistem Fouad dan Dan Anderson 3 Generator 9 Bus	39
4.1.2. Penentuan nilai SEP (<i>Stable Equilibrium Point</i>) Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	40
4.1.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan	41
4.1.4. Penentuan Nilai CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>).....	48
4.1.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	48
4.1.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	51
4.2. Perhitungan <i>Critical Clearing Time</i> (CCT) pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	56
4.2.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	60
4.2.2. Penentuan nilai SEP (<i>Stable Equilibrium Point</i>) Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	61
4.2.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan	62

4.2.4. Penentuan Nilai CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>).....	69
4.2.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	70
4.2.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	73
BAB 5 PENUTUP	
5.1. Kesimpulan	79
5.2. Saran	80
DAFTAR PUSTAKA	81
RIWAYAT HIDUP PENULIS	83



DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data Parameter Saluran Transmisi Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	39
Tabel 4.2	Data Bus Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	39
Tabel 4.3	Parameter Yang Didapatkan Dari Hasil <i>Power Flow</i> Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	40
Tabel 4.4	Nilai P_e Untuk Tiap Gangguan Pada Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	40
Tabel 4.5	Nilai Dari Masing – masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA.....	41
Tabel 4.6	Nilai SEP Untuk Sistem 3 Generator 9 Bus.....	41
Tabel 4.7	Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	48
Tabel 4.8	Perbandingan Nilai CCT dari Metode Yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode <i>Time Domain Simulation</i> Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus	50
Tabel 4.9	Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus	57
Tabel 4.10	Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	59
Tabel 4.11	Parameter Yang Didapatkan Dari Hasil <i>Power Flow</i> Untuk Sistem 6 Generator 30 Bus	60
Tabel 4.12	Nilai P_e Untuk Tiap Gangguan Pada Sistem 6 Generator 30 Bus	60
Tabel 4.13	Nilai Dari Masing – masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA.....	61
Tabel 4.14	Nilai SEP Untuk Sistem 6 Generator 30 Bus.....	61
Tabel 4.15	Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	69
Tabel 4.16	Perbandingan Nilai CCT Dari Metode Yang Diusulkan Terhadap BCU Shadowing dan Metode <i>Time Domain Simulation</i> Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	72



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Proses Pengerjaan Metode Yang Diusulkan	6
Gambar 2.1	Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga	10
Gambar 2.2	Ilustrasi Bola Dalam Teori Fungsi Energi	11
Gambar 2.3	Hubungan Sudut Rotor Generator Terhadap Energi Berdasarkan Konsep Fungsi Energi	12
Gambar 2.4	Ilustrasi CUEP (<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>)	13
Gambar 2.5	Trajektori UEP	14
Gambar 2.6	Ilustrasi Dari Lintasan Pada Sistem Tenaga Listrik Untuk Satu Generator Terhubung Ke – Bus <i>Infinite</i> Dengan Peredam (Damping)	15
Gambar 3.1	Ilustrasi Metode <i>Newton-Raphson</i>	18
Gambar 3.2	Pemodelan Klasik Generator.....	27
Gambar 3.3	Konsep Dari Trapezoidal	31
Gambar 4.1	<i>Single Line Diagram</i> Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.....	38
Gambar 4.2	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.3	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.4	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	42
Gambar 4.5	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.6	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.7	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	43
Gambar 4.8	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus.....	44

Gambar 4.9	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	44
Gambar 4.10	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	44
Gambar 4.11	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.12	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.13	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	45
Gambar 4.14	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.15	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.16	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	46
Gambar 4.17	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.18	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.19	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus	47
Gambar 4.20	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di A.....	52
Gambar 4.21	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di B	52
Gambar 4.22	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di C	53

Gambar 4.23	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di D	53
Gambar 4.24	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di E.....	54
Gambar 4.25	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di F	54
Gambar 4.26	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di G	55
Gambar 4.27	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di H	55
Gambar 4.28	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di I.....	56
Gambar 4.29	<i>Single Line Diagram</i> IEEE 6 Generator 30 Bus ..	57
Gambar 4.30	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	62
Gambar 4.31	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik A Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	63
Gambar 4.32	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	63
Gambar 4.33	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik B Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	63
Gambar 4.34	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	64
Gambar 4.35	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik C Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	64
Gambar 4.36	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	64
Gambar 4.37	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik D Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus	65
Gambar 4.38	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE	

	6 Generator 30 Bus.....	65
Gambar 4.39	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	65
Gambar 4.40	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.41	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik F Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.42	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	66
Gambar 4.43	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik G Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.44	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.45	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik H Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	67
Gambar 4.46	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.47	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik I Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.48	Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	68
Gambar 4.49	Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) untuk Gangguan di Titik J Pada Sistem Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.....	69
Gambar 4.50	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di A.....	73
Gambar 4.51	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di B.....	73

Gambar 4.52	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di C.....	74
Gambar 4.53	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di D	74
Gambar 4.54	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di E.....	75
Gambar 4.55	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di F	75
Gambar 4.56	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di G	76
Gambar 4.57	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di H	76
Gambar 4.58	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di I.....	77
Gambar 4.59	Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di J.....	77



DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

$CCT (\tau)$	=	<i>Critical Clearing Time</i>
SEP	=	<i>Stable Equilibrium Point</i>
UEP	=	<i>Unstable Equilibrium Point</i>
CUEP	=	<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>
BCU	=	<i>Boundary Controlling Unstable</i>
COA / COI	=	<i>Center of Angle / Center of Inertia</i>
P_m	=	Daya Mekanis (<i>Prime Mover</i>)
P_e	=	Daya Listrik (Beban Listrik)
X_d'	=	Reaktansi Transien Generator Sinkron
V_{f_e}	=	Fungsi Energi (<i>Energy Function</i>)
V_k	=	Energi Kinetik Generator
V_p	=	Energi Potensial Rotor
V_m	=	Energi Magnetik Yang Tersimpan
V_d	=	Energi Disipasi Generator
X_0	=	Kondisi Awal (<i>initial condition</i>)
X_{m+1}	=	Kondisi Akhir (<i>end point</i>)
P_i	=	Daya aktif pada bus- <i>i</i>
Q_i	=	Daya reaktif pada bus- <i>i</i>
Y_{ij}, θ_{ij}	=	Magnitude Dan Sudut Fasa Dari Elemen Matrik Admitansi Y
V_i, δ_i	=	Magnitude Tegangan Dan Sudut Fasa Pada bus ke- <i>i</i>
V_j, δ_j	=	Magnitude Tegangan Dan Sudut Fasa Pada bus ke- <i>j</i>

$(k+1)$ = Jumlah Iterasi Pada Metode *Newton-Rapson* Untuk *Power Flow*

$\Delta\delta_i$ = Perubahan Sudut Tegangan Pada bus Ke- i

$\Delta|V_i|^k$ = Perubahan Magnitudo Tegangan Pada bus ke- i

ω_i = Kecepatan Sudut Rotor Generator- i ;

δ_i, θ_i = Sudut Rotor Generator- i ;

M_i = Momen Inersia Generator- i ;

D_i = Konstanta Damping- i ;

E_a = Tegangan Armatur Generator

V_{ih} = Tegangan Terminal Generator bus i -th

Δt = *Time Step* Pada Integrasi *Runge Kutta*

k_1 = Nilai Pendekatan Awal Integrasi *Runge Kutta*

k_2 = Nilai Pendekatan Kedua Integrasi *Runge Kutta*

k_3 = Nilai Pendekatan Ketiga Integrasi *Runge Kutta*

k_4 = Nilai Pendekatan Akhir Integrasi *Runge Kutta*

d = Jarak Antar Titik Pada Modifikasi Persamaan *Trapezoidal*

δ^{exit} = *Exit Point*

k = Jumlah Titik-Titik Penghubung Pada Persamaan *Trapezoidal*

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya yang berlimpah, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul : **“Perhitungan CCT (*Critical Clearing Time*) Berdasarkan Metode Trajektori Kritis Untuk Memperbaiki Metode BCU Shadowing**” tepat pada waktunya. Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan studi pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Kepada kedua orang tua saya dan kedua adik – adik saya (Riska dan Lia) dimana mereka selalu memberikan support maupun doa hingga penulis mampu menyelesaikan dan menyusun buku tugas akhir ini dengan sebaik – baik mungkin. Untuk kedua adik saya (Riska dan Lia) semoga kuliahnya lancar dan cepat lulus.
2. Bapak Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng. dan Bapak Ir. Sjamsjul Anam, M.T. selaku dosen pembimbing penulis dalam memberikan pengetahuan, ilmu, arahan beserta waktu yang diberikan dalam membimbing penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Keluarga EI-14 yang selama ini memberikan pelajaran yang banyak selama penulis menyelesaikan *study* di surabaya dari maba hingga sampai saat ini.
4. Luh Sriningsih yang selama ini selalu memberikan dukungan dan semangat kepada penulis hingga bisa menyelesaikan tugas akhir ini.
5. Seluruh teman – teman dan *crew member* Lab LIPIST B204 yang telah memberikan saran-saran dan selama ini menjadi tempat penulis dalam mengerjakan tugas akhir.
6. Semua teman – teman angkatan 2010 Gadteli Cuk D3 Teknik Elektro ITS.
7. Seluruh teman – teman LJ Gasal 2013 terutama untuk azhar dan sophyan atas bantuan, arahan , dan waktu yang diberikan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
8. Teman – teman dari Sandikala Crew semoga sukses selalu dengan jalan yang sudah di tempuh masing – masing.

9. Seluruh Staf pengajaran Teknik Elektro ITS.

10. Semua pihak yang telah membantu dalam pelaksanaan dan penyusunan laporan Tugas Akhir yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu hingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan tepat waktu.

Besar harapan penulis agar Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi pembaca terutama yang tertarik untuk mempelajari kestabilan transien dalam sistem tenaga listrik. Penulis juga berharap Tugas Akhir ini dapat menjadi acuan dalam perkembangan ilmu pengetahuan maupun teknologi terutama didalam bidang sistem tenaga terutama dalam analisa stabilitas transien. Jika terdapat kesalahan secara sengaja maupun tidak disengaja dan secara lisan maupun tulisan, penulis memohon maaf yang sebesar – besarnya.

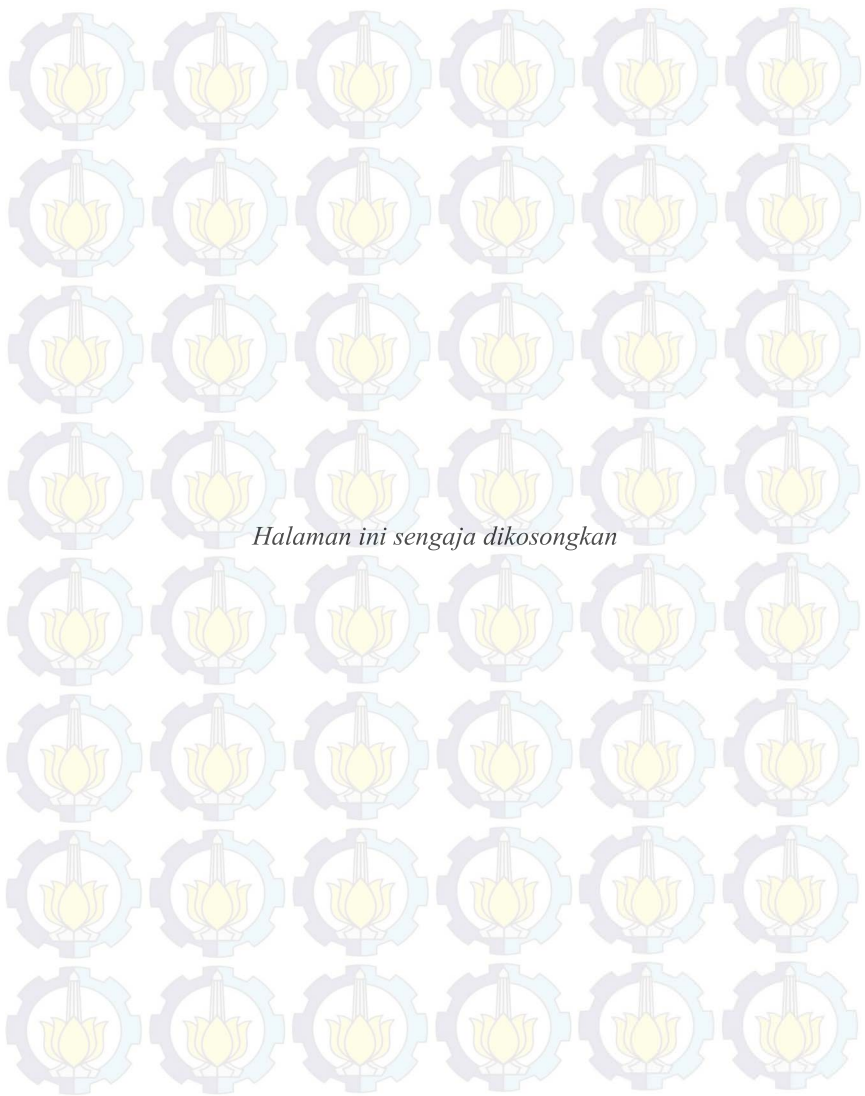
Surabaya, Juli 2015

Penulis

RIWAYAT HIDUP



Nama lengkap penulis adalah Lalu Arya Repatmaja, Penulis lahir di kota Dili (Timor Leste) 17 Juni 1992. Merupakan anak pertama dari 3 bersaudara dari pasangan Lalu Wiraganda dan Ni Nyoman Sujanawati. Penulis memulai pendidikan dari SD. 1,2,5 Banyuasri-Singaraja, kemudian pada tahun 2004 penulis melanjutkan pendidikan di SMPN 1 Singaraja, lulus pada tahun 2007 kemudian penulis melanjutkan pendidikan ke SMAN 4 Singaraja. Pada tahun 2010 penulis melanjutkan ke jenjang perguruan tinggi di D3 Teknik Elektro ITS, kemudian pada tahun 2013 penulis melanjutkan ke jenjang Strata 1 di Teknik Elektro ITS Surabaya dengan konsentrasi teknik sistem tenaga. Selama mengikuti masa perkuliahan di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi – organisasi di ITS dan penulis pernah berkontribusi dalam kegiatan keilmiah seperti OSN Pertamina, UIInnovation Festival, dan Program Kreativitas Mahasiswa (PKM). Penulis dapat dihubungi melalui email arya.repatmaja10@gmail.com.



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Analisa kestabilan transien memegang peranan penting dalam menjaga operasi sistem tenaga listrik. Selama ini analisa kestabilan transien masih banyak menggunakan integrasi numerikal dari persamaan difrensial non linear. Salah satu metode populer dalam analisa stabilitas transien ialah metode *time domain simulation* [13]. TDS merupakan sebuah metode tidak langsung (*undirect*) dalam menentukan CCT berdasarkan batas antara *range* waktu stabil dan waktu tidak stabil. Metode ini cukup akurat dalam menentukan waktu pemutusan kritis yang diijinkan dari sistem tenaga serta mampu memberikan gambaran sistem tenaga akan kestabilan transien. Akan tetapi integrasi numerikal yang begitu panjang dalam perhitungan CCT memerlukan waktu yang lama dalam proses iterasinya. Hal ini menjadi tidak efektif jika diterapkan dalam analisa kestabilan transien, mengingat interval pola perubahan gangguan-gangguan yang sangat cepat (*millisecond*) [1].

Berkembang metode dalam analisa kestabilan transien berdasarkan fungsi energi, metode ini merupakan pendekatan alternatif dimana kestabilan sistem tenaga dapat ditentukan berdasarkan fungsi energi [3]. Keuntungan dari metode ini dapat memberikan penilaian yang cepat dan efisien untuk setiap jenis gangguan. Kekurangan dari metode ini ialah keakurasian dalam penentuan kestabilan sistem terutama untuk model sistem tenaga yang kompleks.

Dilakukan pengembangan dari metode fungsi energi, metode BCU [5] merupakan metode dalam analisa kestabilan transien pada sistem tenaga yang bekerja menggunakan prinsip *minimum gradien point* dari fungsi energi. Namun pada beberapa kasus metode BCU memiliki kemungkinan gagal dalam menemukan *exit point* pada *gradient* sistem sehingga CUEP gagal ditemukan akibat perhitungan yang tidak konvergen. Pada refrensi [6], dilakukan pengembangan metode BCU berbasis *shadowing*, dimana pada metode *shadowing* ini mengatasi permasalahan dalam menentukan *exit point* pada *minimum gradien point* sistem yang tereduksi akibat perhitungan yang tidak konvergen. Metode ini sangat cepat dan efisien dalam proses iterasinya, akan tetapi permasalahan dalam metode ini terletak pada keakurasian dari metode ini akibat penggunaan fungsi energi selain itu juga metode BCU Shadowing ini hanya dapat digunakan pada model sistem tenaga terbatas.

Dalam tugas akhir ini, diusulkan metode baru pada analisa kestabilan transien menggunakan metode trajektori kritis. Berbeda dari metode yang sudah ada, sebuah perumusan minimisasi dengan batasan permasalahan (*boundary value*) untuk mendapatkan CUEP diformulasikan pada metode trajektori kritis. Dalam pengerjaan tugas akhir ini, CUEP dirumuskan dalam perumusan minimisasi untuk mendapatkan trajektori kritis dari gradient sistem yang didefinisikan sebagai gradient energi potensial dari fungsi energi [11] pada metode BCU.

Dengan menggunakan perumusan minimisasi, CUEP dianggap sebagai permasalahan *last square minimization* yang diselesaikan menggunakan metode *newton-raphson* dan membutuhkan *Jakobian* matriks dalam pengerjaannya. Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diajukan, dilakukan simulasi untuk berbagai macam model power sistem, seperti pada model power sistem Anderson and Fouad 3 generator 9 bus dan model power sistem IEEE 6 generator 30 bus.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun perumusan masalah dari pengerjaan tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana menghitung nilai CUEP pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis ?
2. Bagaimana cara menentukan nilai CCT pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis yang diaplikasikan ke dalam metode BCU.

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari pengerjaan tugas akhir ini adalah :

1. Menghitung CUEP pada sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis.
2. Menentukan nilai CCT pada sistem multimesin di tiap titik-titik gangguan menggunakan metode trajektori kritis.

1.4 Metodologi

1. Studi Literatur

Mempelajari studi kestabilan transien pada sistem multimesin dari literatur – literatur maupun paper - paper yang dapat menunjang pengerjaan tugas akhir ini. Seperti mempelajari tentang metode BCU yang prinsipnya berdasarkan *gradient* point untuk menentukan *exit point* [5], kekurangan pada metode BCU ini hingga pengembangan metode Shadowing guna memperbaiki metode BCU [6]. Selain itu, penulis mempelajari metode baru dalam analisa

stabilitas transient untuk sistem multimesin menggunakan metode trajektori kritis seperti pada refrensi [7-11] yang berbasis *boundary value* pada tiap metodenya.

2. Pemodelan Sistem dan Simulasi

Berdasarkan data yang diperoleh dari studi literatur pada sistem Fouad dan Anderson 3 generator 9 bus dan IEEE 6 generator 30 bus, maka data tersebut akan menjadi *input* yang akan diolah dalam bentuk listing program pada matlab. Berdasarkan refrensi [1] kestabilan yang dibahas dalam tugas akhir ini ialah kestabilan sudut rotor yang diakibatkan adanya gangguan transien dalam sistem tenaga. Dalam pengerjaan tugas akhir ini, gangguan transien timbul akibat adanya hubung singkat 3 phasa pada saluran transmisi *double circuit* pada salah satu salurannya. Selain itu dalam pemodelan generator, rotor yang digunakan ialah berjenis *non salient pole* atau *round rotor machine*.

Berdasarkan refrensi [1], gangguan transien memiliki periode yang sangat singkat, jika dilakukan pengamatan untuk waktu sekarang maka hal tersebut sangat tidak mungkin untuk dilakukan. Sehingga dilakukan simulasi untuk mengetahui kondisi rotor dari generator yang direpresentasikan sebagai sudut rotor generator. Simulasi dilakukan berdasarkan metode trajektori kritis yang dibuat dalam bentuk listing program pada matlab.

3. Analisa Data

Berdasarkan pemodelan dan simulasi sehingga nilai CCT dan nilai CUEP dari metode yang diusulkan ini didapatkan. Dilakukan perbandingan dari metode yang diusulkan dalam tugas akhir ini terhadap metode BCU shadowing. Untuk mengetahui keakuratan dan keefektifan maka metode yang diusulkan dan metode BCU Shadowing dibandingkan dengan metode *Time Domain Simulation* (TDS).

5. Penulisan Buku Tugas Akhir

Penulisan buku tugas akhir didapatkan setelah semua keseluruhan proses penelitian selesai. Buku tugas akhir nantinya dibuat berdasar data nyata dan real serta berdasarkan fakta ilmiah yang dapat dipertanggung jawabkan kebenarannya.

1.5 RELEVANSI

Manfaat dari tugas akhir ini adalah diharapkan dapat menjadi referensi studi analisa kestabilan transien untuk menyempurnakan metode – metode yang sudah ada.

1.6 SISTEMATIKA PENULISAN

BAB I Pendahuluan

Pada bab ini membahas mengenai garis besar pengerjaan tugas akhir yang meliputi latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, relevansi atau manfaat tugas akhir, dan sistematika penulisan. Sehingga pada bagian ini, gambaran permasalahan yang diangkat terkait metode yang diusulkan terpapar dengan jelas, yaitu untuk menentukan nilai CCT dan CUEP.

BAB II Kestabilan Transient

Pada bab ini membahas mengenai teori kestabilan dalam sistem tenaga, klasifikasi kestabilan dalam sistem tenaga beserta pembagiannya berdasarkan IEEE dan CIGRE *task force*, analisa aliran daya (*power flow*), persamaan ayunan (*swing equation*), fungsi energy (*energy function*), CUEP (*controlling unstable equilibrium point*), hingga lintasan kritis (*critical trajectory*).

BAB III Pemodelan Sistem

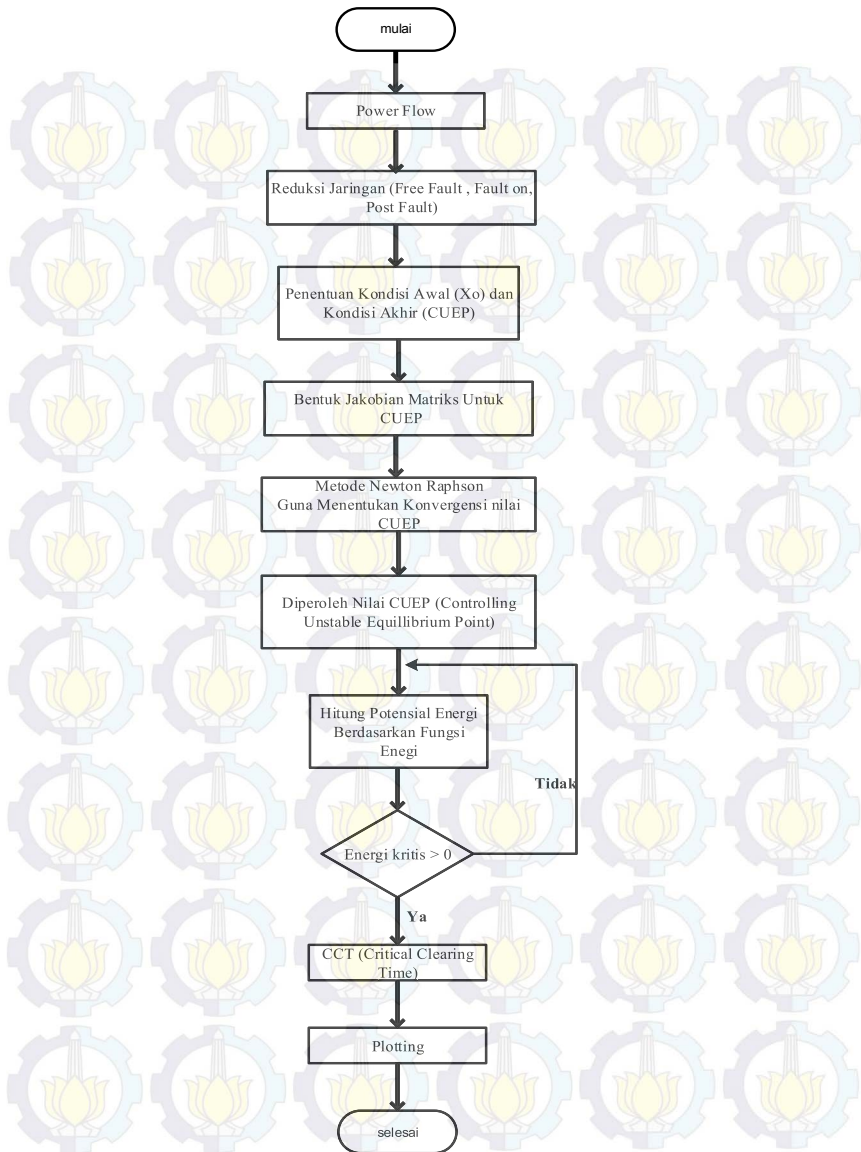
Metode trajektori kritis dalam analisa stabilitas transien pada sistem tenaga merupakan sebuah metode dalam analisa kestabilan transien berbasis *boundary value*. Dimana pada metode ini, batasan awal (*initial condition*) berupa CCT dan *exit point* sedangkan untuk batasan akhir (*end point*) dalam tugas akhir ini berupa CUEP. Pada bab ini akan dijelaskan mengenai alur atau langkah-langkah guna mendapatkan CCT dan CUEP seperti pada Gambar 1.1.

BAB IV Simulasi dan Analisa

Pada bab ini berisi tentang hasil simulasi dari metode yang diusulkan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus dan IEEE 6 Generator 30 Bus. Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan maka akan dilakukan perbandingan terhadap metode BCU Shadowing dan metode *time domain simulation*.

BAB V Penutup

Pada bab ini berisi tentang kesimpulan yang didapat dalam pengerjaan tugas akhir ini berdasarkan data dari hasil simulasi. Saran akan diberikan penulis guna pengembangan dari metode ini agar bisa dijadikan refrensi dalam analisa kestabilan transien pada sistem multimesin dengan sistem yang lebih kompleks.



Gambar 1.1 Proses Pengerjaan Metode Yang Diusulkan

BAB 2

KESTABILAN TRANSIEN

2.1. Pengertian Kestabilan

Berdasarkan refrensi [1], kecenderungan sistem tenaga untuk mengembalikan daya yang sama atau lebih besar dari daya gangguan untuk mempertahankan kondisi seimbang dinamakan stabilitas. Dalam kondisi normal, semua generator berputar dalam kecepatan sinkron sehingga terdapat keseimbangan antara daya mekanis (*prime mover*) dan daya output elektrik (beban listrik). Variasi beban yang fluktuatif menyebabkan sistem tenaga listrik beroperasi secara non linear. Ketika terjadi gangguan hal ini dapat menyebabkan perbedaan antara daya mekanis dan daya elektrik yang dapat menyebabkan terbentuknya torsi askelerasi. Jika daya yang dihasilkan untuk mempertahankan mesin dalam keadaan sinkron dengan yang lain cukup untuk mengatasi daya gangguan, maka sistem dikatakan stabil (sinkron). Kelebihan daya mekanis menyebabkan putaran rotor generator semakin meningkat akibat beban yang dipikul generator lebih sedikit. Sedangkan, kelebihan daya elektrik menyebabkan putaran rotor dari generator akan semakin melambat akibat pembebanan generator. Diharapkan dengan kontrol yang baik dapat menjaga stabilitas dalam sistem tenaga.

Kestabilan dalam sistem tenaga listrik dipengaruhi oleh jenis gangguan, jenis gangguan dibedakan menjadi 2 macam, yaitu gangguan yang bersifat kecil dan gangguan yang bersifat besar. Gangguan kecil merupakan satu dari elemen sistem dinamis yang dapat dianalisis menggunakan persamaan linear. Gangguan kecil yang terjadi berupa perubahan pada sisi beban atau pembangkit secara acak, pelan, dan bertingkat. Sedangkan gangguan besar dalam hal yang dimaksud ialah gangguan hubung singkat (*short circuit*) pada saluran transmisi, maupun hilangnya sinkronisasi pada generator. Gangguan yang bersifat besar ini dapat mengakibatkan kejutan tegangan pada bus dan harus segera dihilangkan karena gangguan ini dapat mengakibatkan kerusakan peralatan – peralatan pada sistem tenaga di dalamnya bahkan untuk kondisi lebih buruk dapat mengakibatkan padam total (*black out*) sistem.

Menurut refrensi [2], melihat perkembangan dari sistem tenaga yang semakin luas, sangat kompleks, dan terinterkoneksi maka studi tentang stabilitas dalam sistem tenaga dewasa ini menjadi sangat penting untuk mengetahui performa dinamis sistem serta untuk mengevaluasi dampak dari gangguan yang ditimbulkan dan juga sebagai kehandalan.

2.2. Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Berdasarkan referensi [1], dalam pengklasifikasian kestabilan pada sistem tenaga perlu mempertimbangkan hal – hal seperti berikut :

1. Sifat dari kestabilan (kestabilan dalam sistem tenaga) yang dapat diamati jika terjadi perubahan.
2. Besarnya gangguan yang dapat mempengaruhi metode perhitungan guna memprediksi stabilitas sistem.
3. Adanya perangkat (*kontroller*) dan rentang waktu dalam penilaian batas stabilitas sistem.

Menurut IEEE dan CIGRE *task force* tahun 2004, untuk mempermudah dalam menganalisa kestabilan maka didalam sistem tenaga klarifikasi kestabilan dibagi menjadi 3 kategori, yaitu:

1. Kestabilan sudut rotor
2. Kestabilan frekuensi
3. Kestabilan tegangan

Gambar 2.1 menunjukkan pengklasifikasian kestabilan sistem tenaga. Berdasarkan gambar tersebut, terdapat tiga hal penting dalam kestabilan sistem tenaga diantaranya adalah kestabilan sudut rotor, kestabilan tegangan, dan kestabilan frekuensi. Penjelasan dari ketiga kestabilan tersebut dijelaskan pada sub berikut :

2.2.1. Kestabilan Sudut Rotor

Berdasarkan referensi [1], kestabilan sudut rotor didefinisikan sebagai kemampuan dari beberapa mesin sinkron dalam sistem tenaga yang saling terinterkoneksi untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah terjadi gangguan. Ketika sistem mengalami gangguan terdapat perbedaan antara daya mekanis (*prime mover*) dan daya listrik (beban) yang dapat mengakibatkan percepatan maupun perlambatan putaran rotor generator.

Kestabilan sudut rotor dibagi menjadi 2 kategori, yaitu :

1. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil : mempunyai kurun waktu sekitar 10-20 detik setelah gangguan. Pada stabilitas jenis ini tergantung pada keadaan operasi awal sistem tenaga. Efek yang timbul akibat kestabilan jenis ini ialah peningkatan sudut rotor secara periodik akibat kurangnya torsi sinkronisasi dan

sudut rotor terus berosilasi akibat kurangnya torsi redaman (*damping torque*).

2. Kestabilan transien atau kestabilan sudut rotor gangguan besar yaitu kemampuan dari sistem tenaga untuk mempertahankan keadaan sinkron ketika terjadi gangguan besar, seperti hubung singkat pada saluran transmisi (hubung singkat yang dimaksud disini ialah hubung singkat simetri). Untuk kestabilan ini terjadi antara kurun waktu 3-5 detik.

2.2.2. Kestabilan Frekuensi

Menurut refrensi [1], kestabilan frekuensi didefinisikan sebagai kemampuan dari sistem tenaga untuk menjaga frekuensi yang diijinkan/konstan (*steady*) setelah mengalami gangguan yang dapat mengakibatkan ketidakseimbangan signifikan antara pembangkitan dan beban. Ketidaksbilan yang terjadi akibat frekuensi yang berubah - ubah secara berkelanjutan dapat menyebabkan trip pada generator. Berdasarkan kurun waktu, kestabilan jenis ini dibedakan menjadi 2, yaitu kestabilan jangka pendek dan kestabilan jangka panjang.

2.2.3. Kestabilan Tegangan

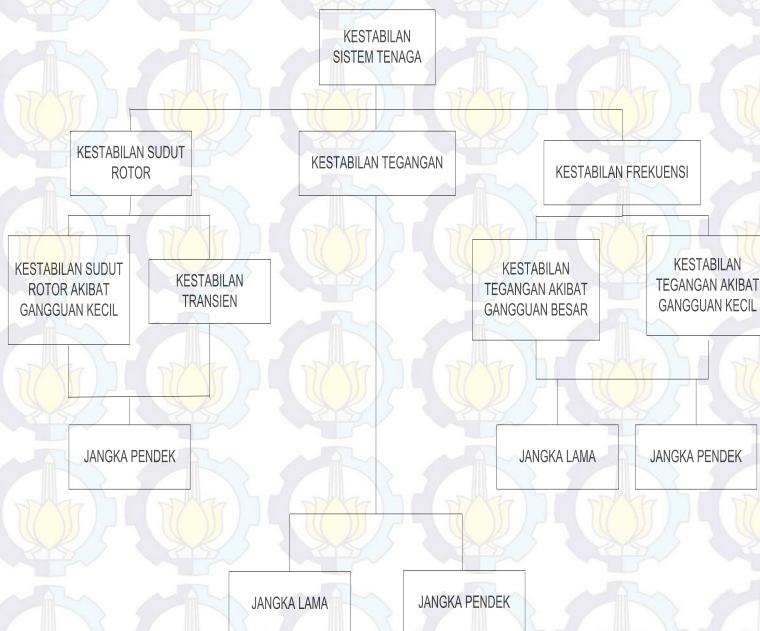
Menurut refrensi [1], kestabilan tegangan mengacu pada kemampuan sistem tenaga listrik untuk menjaga atau mempertahankan kondisi tegangan pada tiap bus ketika terjadi gangguan. Akibat yang mungkin terjadi karena ketidakstabilan tegangan adalah kehilangan beban pada suatu area atau putusnya jaringan transmisi akibat kinerja relay proteksi.

Kestabilan tegangan diklasifikasikan menjadi 2 yaitu :

1. Kestabilan tegangan akibat gangguan besar adalah kemampuan dari sistem untuk menjaga tegangan pada kondisi yang diijinkan (*steady*) setelah mengalami gangguan besar seperti gangguan hubung singkat (*short circuit*) , lepasnya pembangkit (*loss of generation*).
2. Kestabilan tegangan akibat gangguan kecil adalah kemampuan dari sistem untuk menjaga tegangan pada kondisi yang diijinkan (*steady*) setelah mengalami gangguan kecil seperti fluktuasi beban. Pada kestabilan jenis ini sangat dipengaruhi oleh karakteristik dari jenis beban.

Selain berdasarkan jenis gangguan, pengelompokan kestabilan tegangan dapat dibedakan berdasarkan kurun waktu. Untuk kurun waktu

terjadinya kestabilan ini dapat dibedakan menjadi 2 macam yaitu fenomena jangka pendek yang diakibatkan *starting* motor induksi, pengaruh dari *converters* HVDC, dan beban – beban elektronika lainnya. Sedangkan untuk fenomena jangka panjang dipengaruhi akibat perubahan tap pada transformer, dan pembatas arus pada generator.



Gambar 2.1. Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga

2.3. Power Flow (Aliran Daya)

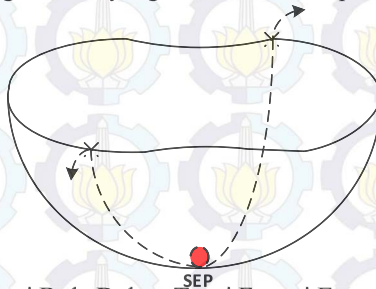
Dalam sistem tenaga listrik, analisa aliran daya berperan penting dalam menjaga monitoring dan operasi sistem. Melalui analisa aliran daya, parameter – parameter seperti besarnya magnitudo tegangan dan sudut fasa tegangan pada di tiap bus dalam kondisi normal (*steady state*) dan penomoran dari tiap bus dapat diketahui. Dengan diketahuinya besarnya magnitudo tegangan beserta sudutnya sehingga dapat dicari besarnya daya aktif dan daya reaktif dari tiap bus. Melalui analisa aliran daya juga dapat mengetahui rugi-rugi jaringan pada jaringan, dapat mengetahui perbedaan akan daya yang yang dibangkitkan dan daya yang

diterima dan dapat mengetahui kondisi suatu beban/peralatan dalam kondisi *under voltage* maupun *over voltage*.

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, analisa aliran daya digunakan untuk mendapatkan parameter awal berupa sudut rotor (δ_0) dan daya mekanis P_m dapat diperhitungkan dengan memperhatikan perubahan tegangan dari bus yang didapatkan dari analisa aliran daya.

2.4 Fungsi Energi (Energy Function)

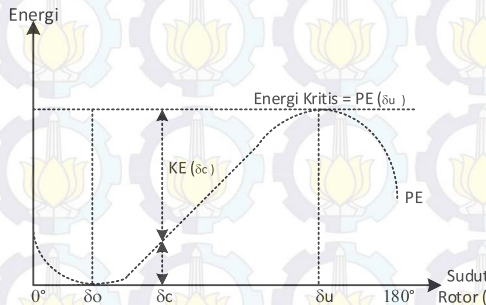
Berdasarkan referensi [3], fungsi energi merupakan salah satu metode pendekatan dalam analisa kestabilan transien untuk metode langsung (*direct*). Merupakan pengembangan dari metode *Lyapunov II*, dimana fungsi energi erat kaitannya dengan energi kinetik, energi potensial, dan energi magnetik dari generator. Energi kinetik berhubungan dengan gerakan relatif dari rotor generator sedangkan energi potensial berhubungan dengan elemen jaringan. Ide dasar dalam metode ini agar sistem tenaga listrik dapat memberikan kontingensi setelah terjadi gangguan dengan membandingkan total energi sistem yang diperoleh selama gangguan terjadi dengan nilai energi potensial. Teori fungsi energi dalam analisa kestabilan transien dapat dianalogikan seperti bola yang menggelinding dalam sebuah cawan, dimana yang menjadi koordinat adalah sudut rotor generator yang diilustrasikan seperti pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Ilustrasi Bola Dalam Teori Fungsi Energi

Pada kondisi awal bola berada didasar cawan dan dapat direpresentasikan sebagai titik SEP atau bola dalam keadaan stabil. Ketika energi kinetik diberikan ke bola, maka bola akan menggelinding. Jika bola berhasil mengkonversi energi kinetik tersebut, maka bola akan kembali ketitik SEP. Jika energi kinetik yang diterima bola terlalu besar menyebabkan bola akan keluar dari cawan. Kondisi seperti ini direpresentasikan sebagai kondisi yang tidak stabil.

Jika ilustrasi pada Gambar 2.2 diaplikasikan pada analisa kestabilan transien pada sistem tenaga maka permukaan dalam pada cawan merepresentasikan permukaan energi potensial sedangkan daerah tepi pada cawan dapat direpresentasikan sebagai batas energi potensial (energi kritis). Awalnya generator berada pada kondisi SEP, kemudian jika terjadi gangguan maka titik keseimbangan akan terganggu dan generator akan berakselerasi. Energi kinetik dari generator tidak mampu terserap sepenuhnya oleh beban akibatnya sudut rotor meningkat dan meninggalkan kondisi semula di titik SEP saat (δ_0). Setelah gangguan berhasil dinetralisir, energi kinetik akan dikonversi menjadi energi potensial sama seperti keadaan bola pada saat menggelinding dalam cawan. Energi kritis dari generator dapat dicari ketika energi kinetik bernilai nol. Agar sistem kembali ke titik SEP, maka sistem harus mampu menyerap energi kinetik dan mengubahnya menjadi energi potensial. Ilustrasi hubungan generator terhadap konsep fungsi energi digambarkan seperti pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Hubungan Sudut Rotor Generator Terhadap Energi Berdasarkan Konsep Fungsi Energi

Secara matematis fungsi energi, dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$V_{f_e} = V_k + V_p + V_m + V_d \quad (2.1)$$

$$V_{PE} = V_p + V_m \quad (2.2)$$

Dimana :

$$V_k = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 = \text{energi kinetik generator berdasarkan COA.} \quad (2.3)$$

$$V_p = - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^s) = \text{energi potensial rotor.} \quad (2.4)$$

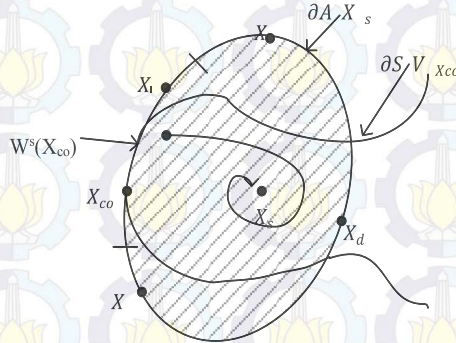
$$V_m = -\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n [E_i E_j B_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \cos(\theta_{is} - \theta_{js})] \quad (2.5)$$

= merupakan energi magnetik dari generator.

$$V_d = 0 = \text{energi disipasi dari generator.} \quad (2.6)$$

2.5 CUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point)

CUEP merupakan suatu metode dalam menentukan batas kestabilan dalam sistem tenaga. Berdasarkan referensi [5], CUEP merupakan kumpulan mesin atau beberapa mesin yang akan lepas sinkron jika terjadi gangguan dalam sistem tenaga. Ilustrasi dari CUEP dapat dilihat seperti pada Gambar 2.4 berikut.



Gambar 2.4 Ilustrasi CUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point)

Pada gambar diatas, X_s adalah titik SEP dan daerah di dalam X_s merupakan batas daerah stabil. Lintasan gangguan ditunjukkan oleh $\partial S(V_{X_{co}})$. Jika gangguan diputus lebih dari waktu pemutusan yang diijinkan maka sistem akan melewati *exit point* ($\partial A(X_s)$) yang jika diteruskan maka akan mencapai CUEP atau batas kestabilan sistem yang direpresentasikan dengan $W^s(X_{co})$.

Berdasarkan referensi [12], metode CUEP didapatkan dari beberapa tahapan seperti berikut berikut :

1. Menentukan Energi Kritis

Energi kritis dapat dicari berdasarkan fungsi energi sesuai dengan persamaan (2.2). Energi kritis dapat dicari ketika energi kinetik bernilai nol. Energi kritis dicari pada saat CUEP.

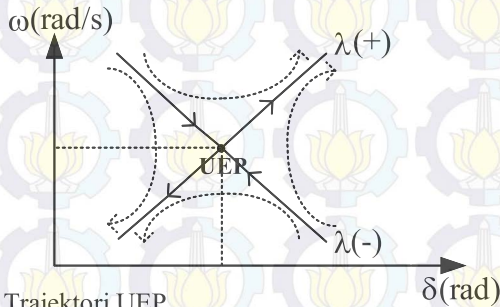
2. Pendekatan Batas Kestabilan.

Pada tahap ini, pendekatan batas kestabilan dapat dicari diantara titik SEP dan titik CUEP.

3. Penentuan Kestabilan Langsung (Direct Stability)

Untuk penentuan kestabilan langsung ini konsepnya membandingkan menghitung nilai dari fungsi energi setelah gangguan. Jika nilai energi setelah gangguan diputus lebih kecil dari pada nilai energi kritis, maka sistem akan stabil setelah gangguan diputus.

Menurut refrensi [3], trajektori dari UEP untuk sistem satu mesin yang terhubung ke *infinite bus* dapat digambarkan seperti pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Trajektori UEP

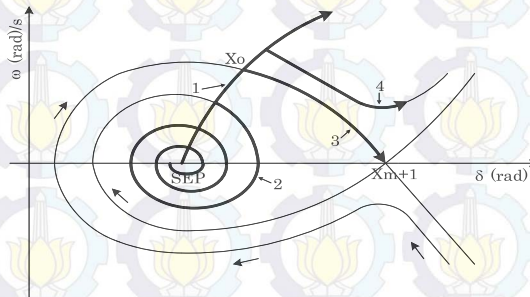
Pada Gambar 2.5 trajektori dari UEP memiliki titik *bifurcation point*, yang artinya walaupun diintegrasikan berapakahpun tidak akan pernah bertemu dan tidak akan pernah mencapai titik UEP, jadi bisa kearah stabil dan tidak stabil. Arah stabil maupun tidak stabil dapat dilihat dari nilai real *eigen value*, jika *real eigen value* CUEP bernilai positif ($+\lambda$) menandakan bahwa sistem tidak stabil. Sedangkan jika nilai real *eigen value* CUEP bernilai negatif ($-\lambda$) maka sistem dikatakan stabil.

2.6 Lintasan Kritis (Critical Trajectory)

Berdasarkan refrensi [7-11], lintasan kritis (*critical trajectory*) didefinisikan sebagai lintasan yang dimulai dari titik (X_0) yang berada pada kurva *fault on trajectory* dan mencapai kondisi akhir (X_{m+1}) saat CUEP [11]. Antara titik X_0 dan titik X_{m+1} sebelumnya tidak pernah terhubung, untuk menghubungkan kedua titik ini digunakan persamaan *trapezoidal* yang akan dijelaskan pada bab 3.

Metode lintasan kritis (*critical trajectory*) merupakan formulasi baru dalam analisis stabilitas transien. Sebuah fungsi khusus dari metode yang diusulkan terletak pada kemampuannya untuk memberikan CCT yang tepat tanpa suatu perkiraan. Ilustrasi lintasan kritis (*critical trajectory*) digambarkan seperti pada Gambar 2.6.

Untuk menggambarkan metode *critical trajectory*, perilaku dinamis dari suatu sistem tenaga listrik ditunjukkan pada gambar 2.7, dimana contoh yang digunakan untuk sistem satu generator yang terhubung ke *infinite bus* dengan menggunakan *damping*.



Gambar 2.6 Ilustrasi Dari Lintasan Kritis Pada Sistem Tenaga Listrik Untuk Sistem Satu Generator Terhubung Ke Bus Infinite Dengan Peredam (Damping).

Empat jenis lintasan ditunjukkan dalam Gambar 2.6, lintasan “1” adalah kurva lintasan saat terjadi gangguan (*fault-on trajectory*), lintasan “2” adalah saat dimana sistem sudah mencapai kestabilannya karena gangguan dapat dinetralisir / dihilangkan sebelum waktu pemutus kritisnya (CCT). Lintasan “3” adalah lintasan yang terbentuk ketika sistem dalam keadaan kritis. Di dalam metode ini yang disulkan ini lintasan “3” disebut sebagai lintasan kritis (*critical trajectory*). Lintasan kritis akan mencapai UEP pada titik X_{m+1} . Sedangkan untuk lintasan “4” sistem dikatakan tidak stabil akibat gangguan diputus lebih dari waktu pemutus kritis yang diijinkan (CCT).



BAB 3

PEMODELAN SISTEM

Dalam perhitungan untuk mendapatkan nilai CCT dan CUEP dari metode yang diusulkan ini perlu dilakukan beberapa langkah guna mendapatkan parameter – parameter yang dibutuhkan di tiap proses iterasinya. Adapun langkah – langkah perhitungan guna mendapatkan CCT dan CUEP pada metode yang diusulkan ini dijelaskan oleh penulis pada bab 3 ini.

3.1. *Newton-Raphson Power Flow*

Seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya, *power flow* merupakan langkah awal dalam analisa kestabilan transien. Sebelum melakukan studi tentang analisa kestabilan, diwajibkan *power flow* harus benar dalam artian tidak ada bus yang dalam keadaan *under voltage* maupun *over voltage*. Dari proses *power flow* akan didapatkan parameter-parameter awal seperti nilai dari parameter saluran, jumlah dari *shunt capacitor* dan *reactor*, jumlah transformator yang digunakan dan penomoran pada tiap – tiap bus berdasarkan matriks admitansi Y_{bus} seperti berikut.

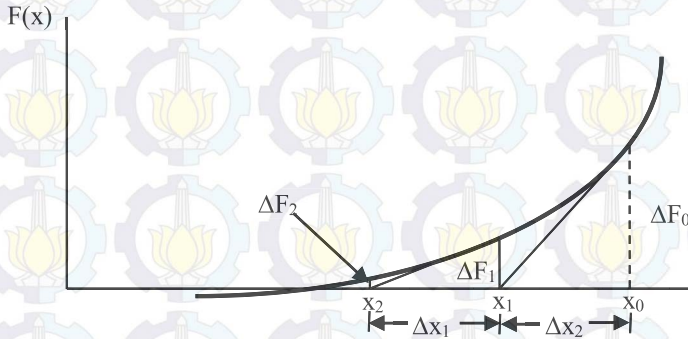
$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Setelah dilakukan pembacaan data sistem maka dilakukan perhitungan untuk mengetahui besarnya aliran daya dari sistem. Dengan menggunakan matriks admitansi (Y_{bus}) diatas sehingga persamaan umum *power flow* dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \quad (3.2)$$

Metode *Newton-Raphson* merupakan metode yang dikembangkan dari deret *Taylor* untuk mendapatkan turunan persamaan matematika dalam penentuan matrik *Jacobian* yang akan digunakan sebagai dasar perhitungan iterasi. Metode *Newton-Raphson* banyak digunakan untuk penyelesaian persamaan non-linear yang sering dijumpai dalam analisa sistem tenaga. Dengan metode *Newton-Raphson* persamaan non-linear diubah ke dalam bentuk linear yang digunakan untuk menentukan solusi dari persamaan non linear tersebut. Metode ini dapat diterapkan untuk

menentukan besaran yang tidak diketahui dalam satu persamaan, atau sistem dengan sejumlah persamaan dengan besaran yang tidak diketahui yang jumlahnya sama dengan jumlah persamaannya. Gambar 3.1 menjelaskan ilustrasi dari metode *Newton-Raphson* yang dikembangkan dari deret *taylor*.



Gambar 3.1. Ilustrasi metode *Newton-Raphson*.

Persamaan deret *Taylor* dapat dijabarkan seperti berikut :

$$f(x) = f(x_0) + \frac{1}{1!} \frac{df(x_0)}{dx} (x - x_0) + \frac{1}{2!} \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} (x - x_0)^2 + \dots + \frac{1}{n!} \dots$$

$$\frac{d^n f(x_0)}{dx^n} (x - x_0)^n = 0 \quad (3.3)$$

Pada proses *power flow* parameter yang digunakan ialah daya aktif (P) dan daya reaktif (Q). Guna mengetahui besarnya daya aktif dan reaktif yang memasuki bus, maka perlu didefinisikan hal – hal berikut, seperti tegangan pada bus i^{th} dilambangkan dengan :

Bentuk *rectangular* :

$$V_i = |V_i|(\cos\delta_i + j\sin\delta_i) \quad (3.4)$$

Bentuk *polar* :

$$V_i = |V_i| < \delta_i \quad (3.5)$$

Nilai identitas Euler :

$$V_i = |V_i|e^{j\delta_i} \quad (3.6)$$

Besarnya *self* admitansi pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut

$$Y_{ii} = |Y_{ii}|e^{\theta_{ii}} = |Y_{ii}|\angle\theta_{ii} = |Y_{ii}|(\cos\theta_{ii} + j\sin\theta_{ii}) \quad (3.7)$$

Dimana $G_{ii} = |Y_{ii}|\cos\theta_{ii}$ merupakan konduktansi dan $B_{ii} = |Y_{ii}|\sin\theta_{ii}$ merupakan suseptansi, sehingga perumusan untuk mencari *admitansi* adalah :

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (3.8)$$

Mutual admittance antara bus *i* dan *j* dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}|e^{\theta_{ij}} = |Y_{ij}|\angle\theta_{ij} = |Y_{ij}|(\cos\theta_{ij} + j\sin\theta_{ij}) \quad (3.9)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.10)$$

Besarnya arus yang diberikan pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + Y_{i3}V_3 + \dots + Y_{in}V_n \quad (3.11)$$

$$I_i = \sum_i^n \sum_j^n Y_{ij}V_j \quad (3.12)$$

Berdasarkan persamaan diatas, dapat diasumsikan arus yang mengalir menuju bus bernilai positif sehingga daya aktif dan reaktif yang memasuki bus akan bernilai positif pula maupun sebaliknya. Daya kompleks untuk kondisi *leadings* (arus mendahului tegangan akibat beban yang bersifat kapasitif) pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut.

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_i^n \sum_j^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (3.13)$$

Sedangkan daya kompleks untuk kondisi *laggingg* (arus tertinggal terhadap tegangan akibat beban induktif) pada bus-*i* dijabarkan sebagai berikut.

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* = \sum_i^n \sum_j^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (3.14)$$

Dalam keadaan normal, sistem selalu berada dalam kondisi *lagging*. Maka besarnya daya kompleks pada persamaan (3.14) dapat diturunkan sebagai berikut :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_i^n \sum_j^n |V_i^* V_j Y_{ij}| \angle(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.15)$$

Persamaan daya aktif dan reaktif dalam *power flow* dapat ditulis dalam bentuk *polar*, *rectangular*, dan *hybrid*. Karena dalam analisa *power flow* untuk pengerjaan tugas akhir ini digunakan metode *newton-raphson*

sehingga persamaan ditulis dalam bentuk *polar*. Besarnya daya aktif dalam bentuk polar dapat dijabarkan sebagai berikut

$$P_i = \sum_i^n \sum_j^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.16)$$

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_i^n \sum_{j \neq i}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.16a)$$

Sedangkan daya reaktif dalam bentuk polar dijabarkan sebagai berikut :

$$Q_i = -\sum_i^n \sum_j^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.17)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_i^n \sum_j^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(-\delta_i + \delta_j + \theta_{ij}) \quad (3.17a)$$

Keterangan

P_i : Daya aktif pada bus- i

Q_i : Daya reaktif pada bus- i

Y_{ij}, θ_{ij} : magnitudo dan sudut fasa dari elemen matrik admitansi Y

V_i, δ_i : magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- i

V_j, δ_j : magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus ke- j

Setelah mengetahui daya dan tegangan tiap bus, maka selanjutnya adalah menentukan matrik *Jacobian* untuk iterasi selanjutnya guna menentukan besarnya daya aktif, reaktif, tegangan bus, dan sudut fasa. Secara umum matrik *Jacobian* diberikan sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \frac{\Delta V_1}{|V_1|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_n}{|V_n|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Matrik *Jacobian* diatas jika disederhanakan, maka elemen matrik *Jacobian* terdiri dari komponen H, komponen N, komponen J, dan komponen L. Matrik *Jacobian* beserta komponen-komponennya yaitu:

$$\begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ J_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Dimana komponen dari HNJL terdiri dari:

Elemen H menyatakan perubahan daya aktif terhadap sudut

$$H_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_i \quad (3.20)$$

Elemen N menyatakan perubahan daya aktif terhadap tegangan

$$N_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n |V_i| \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (3.21)$$

Elemen J menyatakan perubahan daya reaktif terhadap sudut

$$J_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_i \quad (3.22)$$

Elemen L menyatakan perubahan daya reaktif terhadap tegangan

$$L_{ij} = \sum_i^n \sum_j^n |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (3.23)$$

Dari perkalian matriks *Jakobian* (3.19) maka akan didapatkan nilai dari $\Delta \delta_i$ dan $\Delta |V_i|$ awal yang nantinya akan terus di iterasi nilainya sesuai persamaan berikut :

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i \quad (3.24)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^k \left[1 + \frac{\Delta |V_i|^k}{|V_i|^k} \right] \quad (3.25)$$

Dimana :

$(k+1)$: jumlah iterasi pada metode *Newton-Rapson*

$\Delta \delta_i$: perubahan sudut tegangan pada bus ke- i

$\Delta |V_i|^k$: perubahan magnitudo tegangan pada bus ke- i

Apabila proses iterasi konvergen dan *mismatch* dari hasil perhitungan kecil terhadap nilai *mismatch* yang ditentukan biasanya kurang dari

0.00001 maka proses iterasi akan berhenti. Jika *mismatch* perhitungan masih terlalu besar dari *mismatch* yang ditentukan maka proses iterasi akan terus berjalan.

3.2. Reduksi Jaringan

Untuk mengurangi kompleksitas jaringan dan memudahkan perhitungan yang akan digunakan dalam analisa kestabilan transien, maka reduksi jaringan merupakan salah satu proses penting setelah *power flow*. Pada refrensi [2] menjelaskan langkah – langkah untuk mereduksi jaringan disebut dengan reduksi kron. Parameter – parameter dalam analisa *power flow* seperti matriks admitansi (Y_{bus}) dan penomoran bus menjadi *input* dalam reduksi jaringan. Reduksi jaringan akan ditentukan secara 3 tahap, yang pertama reduksi jaringan saat sistem belum mengalami gangguan (*pre fault*), reduksi jaringan saat sistem mengalami gangguan (*fault on*), dan reduksi jaringan saat sistem setelah gangguan (*post fault*).

Reduksi jaringan (kron) mereduksi bus beban dan bus yang bersifat pasif (bus yang tidak terhubung dengan bus generator dan bus beban), sehingga hanya terdapat bus generator saja setelah direduksi. Untuk menjelaskan matriks admitansi dari proses *power flow* dapat dilihat seperti pada persamaan (3.26).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \\ I_{n+1} \\ \vdots \\ I_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} & Y_{1(n+1)} & Y_{1(n+2)} & \cdots & Y_{1(n+m)} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} & Y_{2(n+1)} & Y_{2(n+2)} & \cdots & Y_{2(n+m)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} & Y_{n(n+1)} & Y_{n(n+2)} & \cdots & Y_{n(n+m)} \\ Y_{(n+1)1} & \cdots & \cdots & Y_{(n+1)n} & Y_{(n+1)(n+1)} & \cdots & Y_{(n+1)(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(n+m)1} & \cdots & \cdots & Y_{(n+m)n} & Y_{(n+m)(n+1)} & \cdots & Y_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ E_{n+1} \\ \vdots \\ E_{n+m} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Matriks diatas dapat disederhanakan seperti berikut :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_m \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Pada matriks diatas (3.27), *superscript n* menunjukkan arus yang menuju bus beban sedangkan *superscript m* menunjukkan arus yang menuju bus generator. Karena tidak ada arus yang mengalir pada bus beban (dalam pengerjaan tugas akhir ini beban bersifat statis sehingga ketika terjadi gangguan maka beban tidak menyumbang arus gangguan sehingga $I_n = 0$ sehingga matriks diatas menjadi seperti persamaan (3.28).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E_m \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Dari perkalian matriks diatas, didapat persamaan berikut:

$$Y_n V_n + Y_{nm} E_m = 0 \quad (3.29)$$

$$V_n = -\left(\frac{Y_{nm} E_m}{Y_n}\right) = -(Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) \quad (3.29a)$$

$$Y_{nm}^t V_n + Y_{mm} E_m = I_m \quad (3.30)$$

substitusikan V_n pada persamaan (3.29a) ke dalam persamaan (3.30) maka akan didapat persamaan berikut :

$$I_m = Y_{nm}^t (-Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) + Y_{mm} E_m \quad (3.31)$$

$$I_m = -(Y_{nm}^t Y_n^{-1} Y_{nm} E_m) + Y_{mm} E_m \quad (3.31a)$$

Persamaan (3.31a) jika disederhanakan menjadi seperti berikut :

$$I_m = Y_{reduksi} \cdot E_m \quad (3.32)$$

Dimana:

$$Y_{reduksi} = Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_n^{-1} Y_{nm} \quad (3.33)$$

Dengan demikian sistem yang sangat kompleks dapat direduksi menjadi bentuk ekuivalen berdasarkan jumlah bus generator didalam sistem. Parameter – parameter yang didapat dalam reduksi jaringan seperti : reduksi jaringan sebelum gangguan (*pre fault*), reduksi jaringan saat gangguan (*fault on*), dan reduksi jaringan setelah gangguan (*post fault*) akan dijadikan paramer untuk menentukan iterasi pada proses perhitungan dalam analisa kestabilan transien.

3.3. Persamaan Ayunan (*swing equation*)

Menurut refrensi [7-11], persamaan ayunan digunakan untuk mengetahui kondisi dinamis dari sudut rotor generator (δ). Untuk sistem multimesin yang tidak terhubung dengan *infinite bus* persamaan ayunan wajib memperhatikan COA atau COI. Pada bab ini penulis menggunakan notasi dot untuk menandai turunan terhadap waktu yang dinyatakan seperti berikut :

$$\dot{x} = \frac{dx}{dt}, \ddot{x} = \frac{d^2x}{dt^2} \quad (3.34)$$

Pada sistem multimesin yang tidak terhubung ke *infinite bus* pemodelan generator didefinisikan menggunakan X_d' , dimana pada tiap generator direpresentasikan dengan persamaan difrensial COA (*center of angle*) atau COI (*center of inertia*). Sudut pusat (refensi) dinotasikan sebagai δ_0 yang dicari berdasarkan total penjumlahan dari semua momen inersia dari seluruh generator.

Menurut refrensi [7-11] perumusan COA dapat dirumuskan seperti berikut :

$$M_T \delta_0 = \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (3.35)$$

Dimana :

$$M_T \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \quad (3.35a)$$

Sehingga turunan pertama dari persamaan (3.35) dijabarkan sebagai berikut :

$$M_T \dot{\delta}_0 \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \dot{\delta}_i \quad (3.36)$$

Persamaan (3.35) mendefinisikan tentang COI, sehingga turunannya dapat dicari sebagai berikut.

$$\sum_{i=1}^n M_i \theta_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \dot{\theta}_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\theta}_i = 0 \quad (3.36a)$$

$$\sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i = 0 ; \sum_{i=1}^n M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = 0 \quad (3.36b)$$

Dengan definisi sebagai berikut :

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (3.37)$$

$$\ddot{\delta}_i = \dot{\omega}_i \quad (3.37a)$$

Dengan mensubstitusi persamaan (3.37a) ke dalam persamaan (3.36b) maka didapatkan hasil berikut :

$$M_T \dot{\omega}_0 \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \dot{\omega}_i \quad (3.38)$$

Persamaan ayunan (*swing equation*) pada refrensi [2] ditulis ulang sebagai berikut :

$$\dot{M}_i \dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei}(\delta) - D_i \omega_i \quad (3.39)$$

Mengacu pada persamaan (3.39), sehingga persamaan (3.38) dapat ditulis sebagai berikut :

$$M_T \dot{\omega}_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n G_{ij} E_i E_j \cos \delta_{ij} \triangleq P_{COI}}{A}$$

Dimana :

$$M_T \dot{\omega}_0 \triangleq P_{coi} \quad (3.38a)$$

$$\dot{\omega}_0 \triangleq \frac{1}{M_T} P_{coi} \quad (3.38b)$$

$$\dot{\delta}_0 = \omega_0 \quad (3.38c)$$

Variabel “A” pada persamaan diatas dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) &= (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n (E_i E_j G_{ij} \cos \delta_{ij} + \dots \\ &\quad E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_1 E_2 (G_{12} \cos \delta_{12} + B_{12} \sin \delta_{12}) + E_1 E_3 (G_{13} \dots \\ &\quad \cos \delta_{13} + B_{13} \sin \delta_{13}) + \dots + E_1 E_n (G_{1n} \cos \delta_{1n} + B_{1n} \sin \delta_{1n})] \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_2 E_1 (G_{21} \cos \delta_{21} + B_{21} \sin \delta_{21}) + E_2 E_3 (G_{23} \dots \\ &\quad \cos \delta_{23} + B_{23} \sin \delta_{23}) + \dots + E_2 E_n (G_{2n} \cos \delta_{2n} + B_{2n} \sin \delta_{2n})] \\ &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [E_3 E_1 (G_{31} \cos \delta_{31} + B_{31} \sin \delta_{31}) + E_3 E_2 (G_{32} \dots \\ &\quad \cos \delta_{32} + B_{32} \sin \delta_{32}) + \dots + E_3 E_n (G_{3n} \cos \delta_{3n} + B_{3n} \sin \delta_{3n})] \\ &\quad \vdots \\ &= E_n E_1 (G_{n1} \cos \delta_{n1} + B_{n1} \sin \delta_{n1}) + E_n E_2 (G_{n2} \cos \delta_{n2} + B_{n2} \sin \delta_{n2}) + \\ &\quad \dots + E_n E_{n-1} (G_{nn-1} \cos \delta_{nn-1} + B_{nn-1} \sin \delta_{nn-1})] \end{aligned}$$

Dengan menambah (i = 1~ n) sehingga perlu mempertimbangkan persamaan berikut :

$$\begin{aligned} \delta_{12} &= -\delta_{21}, \delta_{13} = -\delta_{31}, \dots, \delta_{1n} = -\delta_{n1} \\ \delta_{21} &= -\delta_{12}, \delta_{23} = -\delta_{32}, \dots, \delta_{2n} = -\delta_{n2} \\ &\vdots \end{aligned}$$

$$\delta_{n1} = -\delta_{n1}, \delta_{n2} = -\delta_{2n}, \dots, \delta_{3n} = -\delta_{n3}$$

$$\cos(-\delta) = \cos(\delta); \sin(-\delta) = -\sin(\delta)$$

Didapatmkan persamaan baru seperti berikut :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - [2E_1 E_2 G_{12} \cos \delta_{12} + E_1 E_2 \\ G_{13} \cos \delta_{13} + \dots + 2E_1 E_n G_{1n} \cos \delta_{1n} + 2E_2 E_3 G_{23} \cos \delta_{23} + 2E_2 E_4 G_{24} \dots \\ \cos \delta_{24} + \dots + 2E_2 E_n G_{2n} \cos \delta_{2n} + 2E_{n-1} E_n G_{n-1n} \cos \delta_{n-1n}] \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\delta)) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - E_i^2 G_{ii}) - 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j G_{ij} \cos \delta_{ij}$$

Persamaan dinamis COI yang diberikan pada persamaan (3.38a) (3.38b) dan (3.38c) yang merepresentasikan sudut dan kecepatan sudut relatif terhadap refrensi dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$\theta_i \triangleq \delta_i - \delta_0 \text{ dan } \tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0 \quad (3.39)$$

Sehingga persamaan ayunan sistem berdasarkan COA atau COI untuk sistem yang tidak terhubung ke *infinite bus* dijabarkan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} M_i (\ddot{\omega}_i + \dot{\omega}_0) &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \dot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei} - M_i \dot{\omega}_0 - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \ddot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ M_i \ddot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei}(\theta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COA} - D_i(\tilde{\omega}_i) \\ \dot{\theta}_i &= \tilde{\omega}_i \end{aligned} \quad (3.40)$$

Dimana :

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i; \omega_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \omega_i; \delta_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i$$

$$\theta_i = \delta_i - \delta_0; \tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0; P_{COA} = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}(\theta))$$

$$P_{ei}(\theta) = \sum_{i=1}^n Y_{ij} E_i E_j \sin(\theta_i - \theta_j + \alpha_{ij})$$

Keterangan :

P_{mi} = daya input mekanis- i ;

ω_i = kecepatan sudut rotor generator- i ;

δ_i, θ_i = sudut rotor generator- i ;

M_i = moment inerti generator- i ;

D_i = konstanta damping- i ;

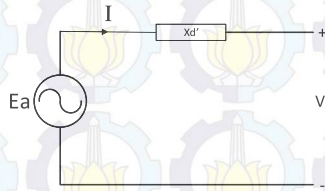
E_i = tegangan internal generator i -th

V_{tih} = tegangan terminal generator i -th

P_{ei} = daya elektrik i -th

3.4. Pemodelan Sistem

Sistem dimodelkan seperti persamaan ayunan (*swing equation*) (3.40) untuk sistem yang tidak terhubung ke *infinite bus*. Untuk mendapatkan nilai P_m (daya mekanis) dapat dicari dengan memodelkan generator seperti pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2. Pemodelan Klasik Generator.

Dari pemodelan klasik generator, didapatkan nilai E_a (tegangan internal generator/tegangan armatur) seperti berikut :

$$E_a = j x_d' I + V_t \quad (3.41)$$

Besarnya arus yang mengalir ke sistem, dapat dicari sebagai berikut :

$$I = \frac{S}{V} \quad (3.42)$$

$$S = P + jQ \quad (3.43)$$

Substitusi persamaan (3.42) ke dalam persamaan (3.41), maka didapat persamaan berikut :

$$E_a = V_t + j x_d' \cdot \frac{S}{V} \quad (3.44)$$

Dalam sub-bab sebelumnya telah dijabarkan fungsi dari reduksi jaringan dan didapatkan salah satu parameter yaitu (Y_{red_pre} = reduksi jaringan sebelum gangguan), sehingga daya mekanis (*prime mover*) dapat dicari berdasarkan persamaan berikut:

$$P_m = E_a \cdot Y_{red_pre} \cdot E_a \quad (3.45)$$

Daya listrik (P_e) yang sudah dijabarkan pada sub-bab 3.3 akan dijabarkan kembali ke dalam bentuk yang lebih sederhana dengan hasil parameter dari reduksi jaringan (Y_{red_post} = reduksi jaringan setelah gangguan). Besarnya daya listrik dapat dijabarkan sebagai berikut :

$$P_e = v \cdot (Y_{red_post} \cdot v)^* \quad (3.46)$$

v merupakan tegangan bus generator setelah gangguan, yang dapat dicari dari persamaan berikut :

$$v = E_a^{j\theta} \quad (3.47)$$

E_a merupakan tegangan internal generator dan θ merupakan hasil iterasi yang inisial awalnya adalah θ_{coi} yang sudah dijelaskan penulis pada sub-bab 3.3.

3.5. Perumusan Masalah

3.5.1. Kondisi Awal (*Initial Condition*)

Dalam sub-bab ini membahas respon sistem terhadap gangguan transien. Mula – mula sistem dalam kondisi stabil/normal yang didefinisikan sebagai x_{pre} . Ketika $t=0$ terjadi gangguan kemudian sistem diatur oleh persamaan dinamis saat gangguan (*fault on*) yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f_F(x), 0 \leq t \leq \tau, x(0) = x_{pre} \quad (3.48)$$

Dimana $x \in R^N, t \in R, f_F: R^N \rightarrow R^N$

Dari persamaan (3.48) akan menghasilkan kurva lintasan saat gangguan (*fault on trajectory*) yang dirumuskan sebagai berikut :

$$x^0 = X_f(t), 0 \leq t \leq t_f \quad (3.49)$$

Pada saat $t = \tau$, gangguan berhasil dinetralisir dengan cara membuka cb pada kedua ujung saluran kemudian sistem diatur oleh persamaan dinamis setelah gangguan (*post fault*) yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f(x), \tau \leq t \leq \infty; f: R^N \rightarrow R^N \quad (3.50)$$

Persamaan (3.50) menghasilkan kurva setelah gangguan (*post fault trajectory*) yang dirumuskan seperti berikut

$$x(t) = x(t; x^0), \tau \leq t \leq \infty; x(t; x^0: R^N \rightarrow R^N) \quad (3.51)$$

Pada persamaan (3.51), x^0 adalah titik pada kurva *fault on trajectory* sehingga :

$$x^0 = X_f(\tau, \text{exit point}) \quad (3.52)$$

3.5.2. Metode Integrasi Numerikal

Dalam analisa kestabilan transien dihadapkan dengan persamaan difrensial yang dapat mewakili kondisi dinamis sistem seperti pada persamaan (3.40), (3.41), dan (3.50), tentu saja untuk menyelesaikan persamaan tersebut dibutuhkan beberapa metode integrasi numerikal [3]. Terdapat beberapa metode integrasi numerikal, diantaranya metode *Euler*, metode *Runge Kutta* 4th, metode *Trapezoid* dan metode *Simpson*, dan masih banyak lagi. Dalam pengerjaan tugas akhir ini digunakan metode *Runge Kutta* 4th sebagai dasar dari perhitungan persamaan difrensial tersebut sehingga untuk metode lain dalam penyelesaian integrasi numerikal tidak dibahas dalam buku ini.

Metode *Runge Kutta* 4th digunakan untuk menyelesaikan persamaan (3.40), sehingga dapat diketahui respon dari sudut rotor generator saat gangguan maupun setelah gangguan. Metode *Runge Kutta* 4th memperkirakan penyelesaian dari deret *Taylor*, meskipun tidak seperti penyelesaian deret *Taylor* yang sesungguhnya. Secara umum memiliki persamaan berikut :

$$X_{n+1} = X_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.53)$$

Dimana,

$$k_1 = f(X_n, t_n) \Delta t \quad (3.54)$$

$$k_2 = f\left(X_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \quad (3.55)$$

$$k_3 = f\left(X_n + \frac{k_2}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \quad (3.56)$$

$$k_4 = f(X_n + k_3, t_n + \Delta t) \Delta t \quad (3.57)$$

Penjelasan dari koefisien $k_1 - k_4$ dari persamaan di atas dijelaskan sebagai berikut :

$$k_1 = (\text{nilai pendekatan awal integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_2 = (\text{nilai pendekatan kedua integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_3 = (\text{nilai pendekatan ketiga integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

$$k_4 = (\text{nilai pendekatan akhir integrasi Runge Kutta}) * \Delta t$$

Pada persamaan (3.53) menunjukkan bahwa nilai k mempunyai hubungan berurutan. Nilai k_1 muncul dalam persamaan untuk menghitung k_2 , yang juga muncul dalam persamaan untuk menghitung k_3 , dan seterusnya. Hubungan yang berurutan ini membuat metode *Runge Kutta* efisien dalam perhitungan.

3.5.3. Batasan Permasalahan (*Boundary Value*)

Berdasarkan referensi [7-11] metode trajektori kritis merupakan sebuah metode langsung (*direct*) dalam analisa kestabilan transien. Metode trajektori berbasis *boundary value* yang merupakan sebuah fungsi sehingga *end point* dari tiap – tiap metode akan berbeda. Metode trajektori kritis adalah untuk menemukan langsung kondisi kritis sistem setelah gangguan yang dihasilkan dari persamaan (3.48), “kritis” dalam hal ini dapat diartikan antara kondisi stabil dan tidak stabil. Metode ini menghitung langsung nilai dari CCT. Dengan mengasumsikan metode trajektori kritis mencapai titik kritis (*critical point*) pada x^c saat $t = t_{end}$. Berdasarkan referensi [11] untuk kondisi *end point* untuk metode yang diusulkan ini dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{x} = f(x), \tau \leq t \leq t_{END}; f: R^N \rightarrow R^N \quad (3.58)$$

$$x(\tau) = Xf(\tau), 0 \leq \tau \leq t_f \quad (3.59)$$

$$x(t_{END}) = x^c \quad (3.60)$$

Berdasarkan persamaan diatas, didapat kondisi *end point* yang merupakan fungsi dari waktu yang dijabarkan seperti berikut :

$$F_{crit}(x^c) = 0 \quad (3.61)$$

Untuk *initial condition* (kondisi awal) dijabarkan seperti berikut :

$$x^0 = X_f(\tau) \quad (3.62)$$

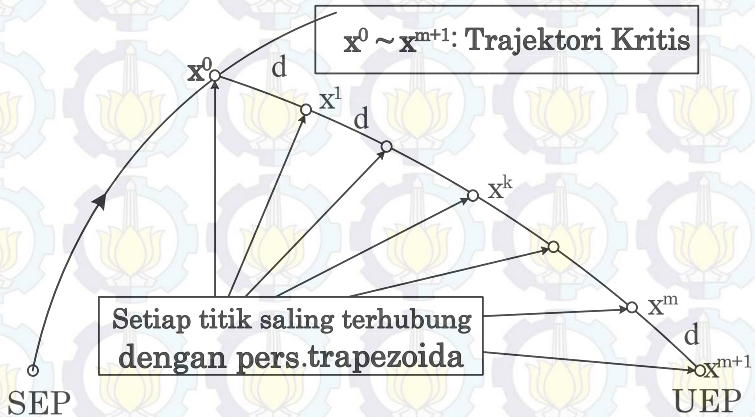
Untuk *end point* (kondisi akhir) dari metode yang diusulkan ini berupa CUEP (*controlling unstable equilibrium point*), berdasarkan persamaan (3.60-3.62) untuk mendapatkan *end point* maka dapat dicari berdasarkan persamaan berikut :

$$x^{m+1} = x^c \text{ dimana } F_{crit}(x^c) = 0 \quad (3.63)$$

Nilai m merupakan nomor dari tahap integrasi untuk metode *trapezoidal* yang akan dijelaskan pada berikutnya.

3.5.4. Persamaan Trapezoidal

Berdasarkan referensi [11], titik x^0 merupakan *initial condition* (kondisi awal) dan titik x_{m+1} merupakan *end point* (kondisi akhir) yang dalam metode ini CUEP, konsep dari *trapezoidal* diilustrasikan seperti pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Konsep Dari Trapezoidal

Awalnya antara titik x^0 dan titik x^{m+1} yang merepresentasikan trajektori kritis tidak akan pernah terhubung, sehingga dibutuhkan persamaan *trapezoidal*. Persamaan *trapezoidal* konvensional dirumuskan seperti berikut :

$$x^{k+1} - x^k = \frac{1}{2} (\dot{x}^{k+1} + \dot{x}^k) (t^{k+1} - t^k) \quad (3.64)$$

Dimana

$$\dot{x}^k = f(x^k) \quad (3.65)$$

Pada persamaan diatas *superscript* “ k ” digunakan sebagai *state transition number* terhadap domain waktu. Tetapi dari perumusan (3.64) untuk mendapatkan lintasan kritis (*critical trajectory*) sangat sulit, karena ketika dilakukan perhitungan integrasi terhadap persamaan (3.64) memakan waktu yang tak terbatas untuk mencapai titik x^{m+1} . Untuk mengatasi permasalahan ini, maka persamaan *trapezoidal* yang sebelumnya berbasis domain waktu dirubah menjadi domain jarak yang akan dijelaskan penulis seperti berikut.

Pertama, jarak antara dua titik dapat dicari berdasarkan persamaan berikut:

$$d = |x^{k+1} - x^k| = \frac{1}{2} |\dot{x}^{k+1} + \dot{x}^k| (t^{k+1} - t^k) \quad (3.66)$$

Kemudian domain waktu ditransformasikan kedalam domain jarak, yang dirumuskan seperti persamaan berikut :

$$(t^{k+1} - t^k) = \frac{2}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d \quad (3.67)$$

Subtitusikan persamaan (3.67) ke dalam persamaan (3.64) sehingga didapatkan persamaan seperti berikut ;

$$x^{k+1} - x^k - \frac{\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d = 0 \quad (3.68)$$

Dengan memodifikasi persamaan (3.64) yang berbasis domain waktu menjadi persamaan (3.68) dengan domain jarak, masalah perhitungan untuk mendapatkan lintasan kritis dapat diatasi.

3.5.5. Perumusan Minimalisasi

Untuk menyelesaikan persamaan (3.62-3.63) dan (3.68) yang mepresentasikan kondisi trajektori kritis, dengan perumusan minimalisasi dapat dijabarkan seperti berikut :

$$\min_{x^0, \dots, x^{m+1}, d, \tau} \sum_{k=0}^m |\mu^k|^2 \quad (3.69)$$

Dimana :

$$\mu^k = x^{k+1} - x^k - \frac{\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k}{|\dot{x}^{k+1} - \dot{x}^k|} d \quad k = 0, \dots, m \quad (3.70)$$

$$\dot{x}^k = f(x^k)$$

Kondisi awal (*initial point*) adalah titik pada *fault-on trajectory*, dirumuskan seperti persamaan (3.62) sedangkan kondisi akhir (*end point*) dirumuskan seperti persamaan (3.63)

3.5.6. Aplikasi Metode Trajektori Kritis ke Metode BCU

Dalam sub-bab ini, dilakukan sebuah pendekatan untuk menentukan nilai CUEP dan CCT menggunakan metode trajektori kritis yang diaplikasikan ke dalam metode BCU. Prinsip dari metode BCU bekerja berdasarkan *gradient* sistem yang dirumuskan seperti berikut :

$$\dot{\delta} = P(\delta) \quad (3.71)$$

Dimana

$$\delta = [\delta_1, \dots, \delta_n]^T, P(\delta) = [P_1(\delta), \dots, P_n(\delta)]^T$$

$$P_i(\delta) = \frac{\partial V_P(\delta)}{\partial \delta_i} = P_{mi} - P_{ei}(\delta) - \frac{M_i}{M_T} P_{COA}(\delta)$$

$$P_i(\delta) = \frac{\partial V_P(\delta)}{\partial \delta_i} = P_{mi} - G_{ii}E^2_i - E_i E_j \sin(\delta_i - \delta_j)$$

$$i = 1, \dots, n.$$

Berdasarkan refrensi [6], BCU shadowing merupakan pengembangan dari metode BCU yang mencari nilai batas kestabilan dengan cara memeriksa energi potensial yang berada pada titik *exit point* hingga mencapai CUEP. Titik *exit point* merupakan titik batas kestabilan yang berada di kurva *fault on trajectory* dimana energi potensial bernilai maksimum. Metode trajektori kritis sangat cocok untuk diaplikasikan kedalam perhitungan metode BCU, selain meminimalisasi perhitungan *error* dimana energi potensial pada metode BCU dapat direpresentasikan sebagai trajektori kritis dari yang dimulai dari titik *exit point* yang jika diteruskan akan mencapai CUEP. Selain itu juga dalam beberapa kasus untuk modl sistem tenaga yang lebih komplks, metode BCU dan BCU shadowing terdapat kemungkinan gagal oleh karena itu dikembangkan konsep berdasarkan metode trajektori kritis dengan *boundary value* untuk *end point* ialah CUEP.

Sistem dirumuskan seperti persamaan (3.48) yang direpresentasikan ke dalam *gradient* sistem pada (3.71). *State variables vector* pada persamaan (3.50) dinyatakan seperti berikut:

$$x = \delta = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n]^T \quad (3.72)$$

Untuk kondisi awal (*initial condition*), dinyatakan sebagai berikut :

$$\delta^0 = \delta^{exit} \quad (3.73)$$

Dimana δ^{exit} merupakan *exit point*. Dalam metode yang diusulkan ini, untuk kondisi *end point* yaitu CUEP dirumuskan melalui persamaan berikut :

$$P(\delta) = 0 \quad (3.74)$$

Persamaan *equilibrium* (keseimbangan) digunakan untuk kondisi *end point* didalam perumusan minimalisasi yang dirumuskan seperti berikut:

$$\mu^{m+1} = P(\delta^{m+1}) = 0 \quad (3.75)$$

Dengan mengaplikasikan metode trajektori kritis yang didapat dari persamaan (3.69) ke dalam metode BCU berdasarkan persamaan (3.72-3.75), maka perumusan dapat dijabarkan seperti berikut :

$$\min_x S(x) = \mu(X)^T \cdot \mu(X) = \sum_{k=0}^{m+1} |\mu^k|^2 \quad (3.76)$$

$$X = [\delta^1, \delta^2, \dots, \delta^{m+1}, d]^T \\ = [\delta_1^1 \dots \delta_n^1 | \delta_1^2 \dots \delta_n^2 | \dots | \delta_1^{m+1} \dots \delta_n^{m+1} | d]^T \quad (3.77)$$

$$\mu(X) = \begin{pmatrix} \mu^1 \\ \vdots \\ \mu^{k-1} \\ \mu^k \\ \mu^{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \delta^1 - \delta^{exit} - \frac{\delta^1 + \delta^{exit}}{|\delta^1 + \delta^{exit}|} d \\ \vdots \\ \delta^m - \delta^{m-1} - \frac{\delta^m + \delta^{m-1}}{|\delta^m + \delta^{m-1}|} d \\ \delta^{m+1} - \delta^m - \frac{\delta^m}{|\delta^m|} d \\ P(\delta^{m+1}) \end{pmatrix} \quad (3.78)$$

dimana

$$\dot{\delta}^{exit} = P(\dot{\delta}^{exit}), \dot{\delta}^k = P(\delta^k), k = 1, \dots, m+1 \quad (3.79)$$

Persamaan (3.78) merupakan identitas dari matriks *Jakobian* yang nantinya akan digunakan untuk menyelesaikan metode *Newton-Raphson* dalam perhitungan untuk menentukan CUEP.

3.6. Metode *Newton-Raphson*

Dalam sub-bab ini metode *Newton-Raphson* digunakan untuk menyelesaikan persamaan dan menentukan nilai dari persamaan (3.76-3.79) yang nantinya nilai tersebut digunakan untuk membentuk lintasan

kritis (trajektori kritis). Metode *Newton-Raphson* dinyatakan dirumuskan seperti berikut :

$$\frac{\partial s}{\partial X} = 2J^T \mu(X) \approx 2J^T (J\Delta X + \mu(X_0)) = 0 \quad (3.80)$$

Nilai dari J (matriks *Jakobian*) didapat dari persamaan (3.77) dan (3.78) yang dirumuskan seperti berikut :

$$J = \frac{\partial \mu(X)}{\partial X} \quad (3.81)$$

ΔX didapat dengan cara menyelesaikan persamaan (3.82) untuk menentukan nilai X yang didapat dari persamaan (3.83).

$$J^T J \Delta X + J^T \mu(X_0) = 0 \quad (3.82)$$

$$X = X_0 + \Delta X \quad (3.83)$$

Nilai inisialisasi yang direkomendasikan untuk variabel X pada dinyatakan seperti persamaan berikut :

$$\delta^k = \delta^{exit} + k.d.e, \quad \text{dimana } k = 1, \dots, m+1 \quad (3.84)$$

Dimana

$$d = \frac{c}{m} \text{ (untuk nilai } c=1 \text{ direkomendasikan)} \quad (3.85)$$

$$e = \frac{\delta}{\|\delta\|} = \frac{P(\delta^{exit})}{\|P(\delta^{exit})\|} \quad (3.86)$$

Dimana e merupakan *state* vektor yang menyatakan arah dari *gradient* sistem. Jarak (d) dalam persamaan *trapezoidal* (3.68) dapat dicari berdasarkan persamaan (3.83). Nilai yang dianjurkan untuk d ialah saat $c=1$, yang dapat mempengaruhi jumlah iterasi dari metode ini.

3.7. Langkah Perhitungan CCT dan CUEP

Langkah – langkah untuk mendapatkan CCT dan CUEP dari metode ini dijabarkan sebagai berikut :

1. Selesaikan persamaan (3.48) untuk menentukan δ^{exit} .
2. Ulangi proses (3.82) dan (3.83) guna menentukan konvergensi dari X .
3. CUEP diperoleh pada saat δ^{m+1} di X .
4. Hitung energi kritis $V_{CR} = V_p(\delta^{m+1}) - V_p(\delta^{exit})$.
5. Hitung CCT bersarkan energi kritis (V_{CR}).



BAB 4

SIMULASI DAN ANALISA

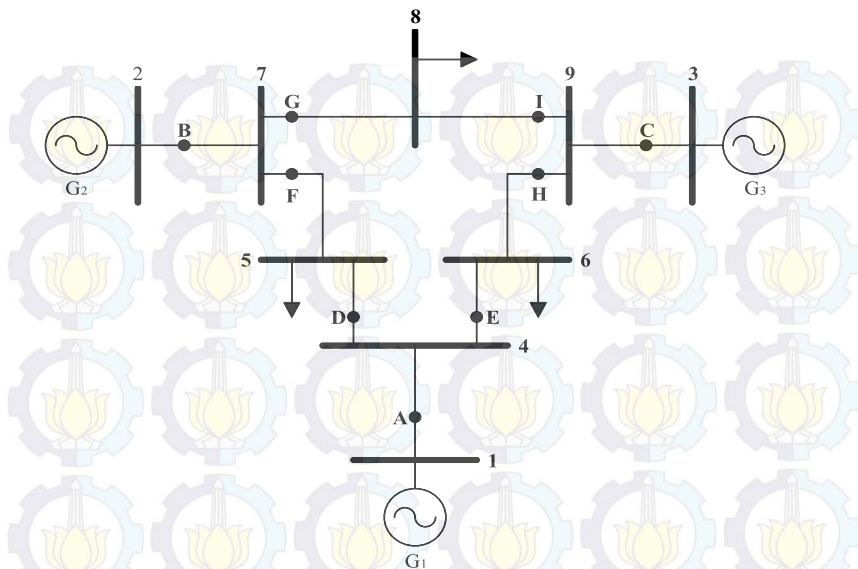
Dalam bab ini, simulasi dilakukan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3-generator 9-bus dan IEEE 6-generator 30-bus. Diasumsikan setiap saluran transmisi adalah *double circuit* atau saluran ganda, dan gangguan 3 fasa terjadi di bus yang lebih dekat dengan titik gangguan pada salah satu saluran transmisinya. Beberapa saat kemudian, gangguan dapat dinetralisir dengan cara membuka CB (*circuit breaker*) di kedua ujung saluran transmisinya

Kelebihan dari metode yang diusulkan ini mampu menghitung nilai CUEP dan CCT menggunakan metode trajektori kritis serta waktu komputasi lebih cepat dibandingkan dengan metode konvensional. Spesifikasi dari sebuah perangkat komputer (CPU) yang digunakan sangat berpengaruh dalam kecepatan proses komputasi. Oleh karena itu dibawah ini akan ditunjukkan spesifikasi dari komputer (CPU) yang digunakan.

- | | |
|-------------------------------|--|
| 1. <i>System Manufacturer</i> | : Acer Aspire. |
| 2. <i>System Model</i> | : 4745G |
| 3. <i>BIOS Version Date</i> | : INSYDE V1.13, 5/14/2010 |
| 4. <i>Processor</i> | : Intel® Core™ i5-M 450
CPU @ 2.40GHz |
| 5. <i>Memory</i> | : 5680MB RAM (<i>Usable</i>) |
| 6. <i>Operating System</i> | : Windows 7 Ultimate 64-bit
(6.1.7600 Build 7600) |
| 7. <i>Product ID</i> | : 6H8KG-YXR76-GJ6BH-93T7V -
FC8XF |

4.1. Perhitungan *Critical Clearing Time* (CCT) pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Untuk membuktikan metode yang diusulkan ini, maka dilakukan simulasi menggunakan sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus seperti pada Gambar 4.1. Pada sistem ini, generator 1 berfungsi sebagai *swing* yang terhubung ke bus 1 (bus *swing*), sedangkan generator 2 dan generator 3 berfungsi sebagai *voltage control* yang terhubung ke bus generator yaitu bus 2 dan bus 3. *Single line diagram* dari sistem digambarkan seperti pada gambar 4.1



Gambar 4.1. Single line diagram Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Berdasarkan Gambar 4.1 diasumsikan terdapat 9 titik gangguan pada sistem. Letak titik-titik gangguan tersebut adalah:

- A : titik gangguan antara bus 1 dan bus 4
- B : titik gangguan antara bus 2 dan bus 7
- C : titik gangguan antara bus 3 dan bus 9
- D : titik gangguan antara bus 4 dan bus 5
- E : titik gangguan antara bus 4 dan bus 6
- F : titik gangguan antara bus 7 dan bus 5
- G : titik gangguan antara bus 7 dan bus 8
- H : titik gangguan antara bus 9 dan bus 6
- I : titik gangguan antara bus 9 dan bus 8

Pada Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 menunjukkan spesifikasi data jaringan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, yang ditunjukkan seperti pada tabel 4.1.

Tabel 4.1. Data Parameter Saluran Transmisi Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)
1	1	4	0,0000	0,0576	0,0000
2	2	7	0,0000	0,0625	0,0000
3	3	9	0,0000	0,0586	0,0000
4	4	5	0,0100	0,0850	0,0880
5	4	6	0,0170	0,0920	0,0790
6	5	7	0,0320	0,1610	0,1530
7	6	9	0,0390	0,1700	0,1790
8	7	8	0,0085	0,0720	0,0745
9	8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Tabel 4.2. Data Bus Sistem Fouad Dan Anderson 3 Generator 9 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	163	0,00	0,00	0,00
3	85	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	125	50
6	0,00	0,00	90	30
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	100	35
9	0,00	0,00	0,00	0,00

4.1.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Parameter awal berguna untuk proses iterasi yang selanjutnya akan digunakan untuk menentukan CCT dan CUEP pada metode ini. Tabel 4.3 menunjukkan parameter-parameter yang didapatkan dari hasil *power flow*. Parameter tersebut antara lain :

1. Daya mekanis generator (Pm)
2. Tegangan bus generator (V)

3. Daya kompleks generator (S)
4. Tegangan internal generator (Ea)

Tabel 4.3. Parameter Yang Didapatkan dari Hasil *Power Flow* untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Gen	Pm (p.u)	V (p.u)	S (p.u)	Ea (p.u)
1	0,7164	1,0440+j0,0000	0,7164+j0,2705	1,0558+j0,0419
2	1,6300	1,0116+j0,1653	1,6300+j0,0665	0,9885+j0,3541
3	0,8500	1,0216+j0,0834	0,8500-j0,1096	0,9902+j0,2316

Setelah mendapatkan parameter-parameter seperti pada Tabel 4.3, maka dapat ditentukan daya elektris generator (Pe) di tiap titik gangguan. Tabel 4.4 menunjukkan nilai Pe di tiap titik gangguan dari sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus yang ditunjukkan seperti berikut :

Tabel 4.4. Nilai Pe untuk Tiap Gangguan Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

Titik Gangguan	Pe (p.u)		
	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	1,4802	1,9505	-0,3753
B	0,9464	-0,1338	0,3230
C	1,0390	-0,6894	2,3379
D	0,0272	2,5298	0,4072
E	0,3133	0,1726	0,5747
F	1,5064	-1,8362	2,0465
G	0,9068	-0,5411	0,6009
H	0,6156	0,4703	-0,0834
I	1,8030	0,7509	-0,9357

4.1.2. Penentuan nilai SEP (*Stable Equilibrium Point*) Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Untuk menentukan nilai SEP, mula-mula sistem yang tidak terhubung melalui *infinite bus* ditransformasikan ke dalam COA seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 3.3. Tabel 4.5 menjelaskan besarnya θ_i dari masing – masing generator.

Setelah didapat nilai sudut rotor dari masing – masing generator, selanjutnya menentukan nilai SEP. SEP merupakan sebuah titik kestabilan sistem, yang dimana semua generator dalam keadaan sinkron. Nilai SEP ditunjukkan seperti pada tabel 4.6.

Tabel 4.5 Nilai Dari Masing-Masing Sudut Rotor Generator θ_i Berdasarkan COA

θ_i (rad)		
Generator 1	Generator 2	Generator 3
-0,0764	0,2283	0,1137

Nilai dari SEP tidak akan berubah – ubah , nilai SEP akan berubah jika terjadi perubahan pada konfigurasi jaringan.

Tabel 4.6 Nilai SEP untuk Sistem 3 Generator 9 Bus.

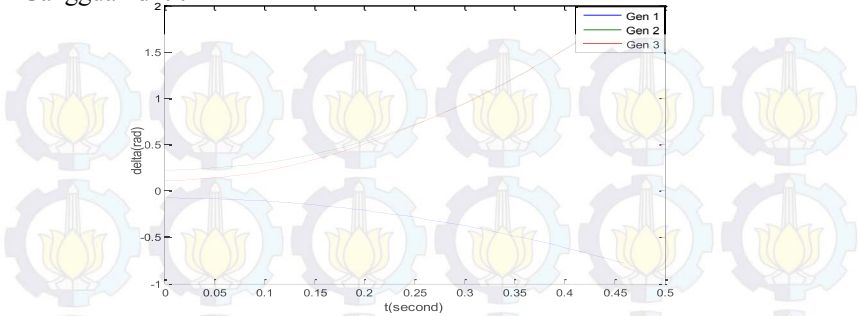
SEP (rad)			
Titik Gangguan	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	-0,1828	0,0879	-0,0267
B	-0,2149	0,2018	-0,0171
C	-0,1970	0,1080	0,0420
D	-0,1900	0,1046	-0,0056
E	-0,1901	0,1077	-0,0115
F	-0,2104	0,1656	0,0245
G	-0,1950	0,1296	-0,0194
H	-0,2030	0,1323	0,0374
I	-0,1924	0,1084	0,0053

4.1.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan.

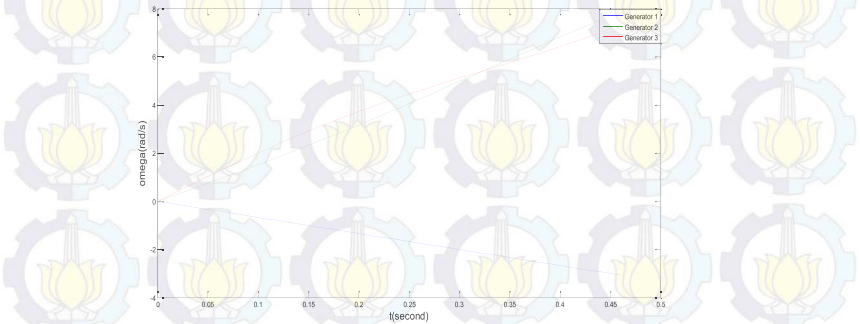
Metode yang diusulkan ini, berbasis trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Sebelum menentukan nilai CUEP, maka terlebih dahulu harus dicari nilai dari *exit point*. *Exit point* didapat dengan cara menyelesaikan persamaan *fault on* pada persamaan (3.48). Nantinya nilai dari *fault on* pada persamaan (3.48) akan menghasilkan respon kecepatan sudut dan sudut generator saat terjadi gangguan, θ_{exit} dan ω_{exit} . Nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} pada tiap – tiap titik gangguan dijelaskan seperti pada gambar berikut.

Berdasarkan Gambar 4.2-4.19 didapat nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} yang berbeda – beda di tiap titik gangguannya. Dapat disimpulkan ketika terjadi gangguan maka kestabilan sistem akan terganggu sehingga sudut rotor akan berosilasi untuk mencari posisi baru (*equilibrium point*). Jika perbedaan sudut rotor ini terus membesar tanpa ada kemungkinan bertemu di suatu titik maka sistem dikatakan tidak stabil.

Gangguan di titik A

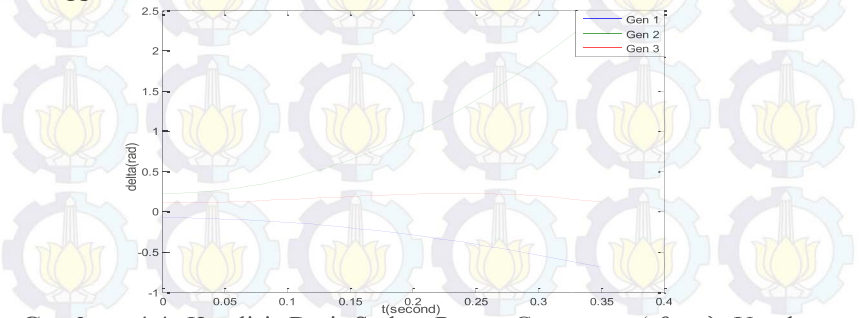


Gambar 4.2. Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

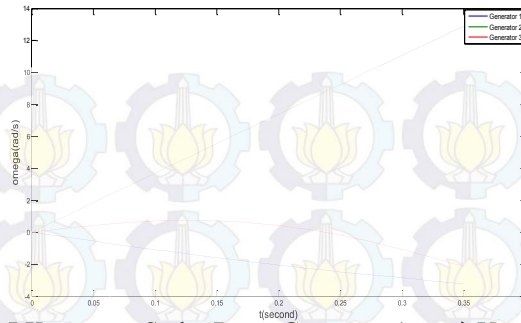


Gambar 4.3 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik B

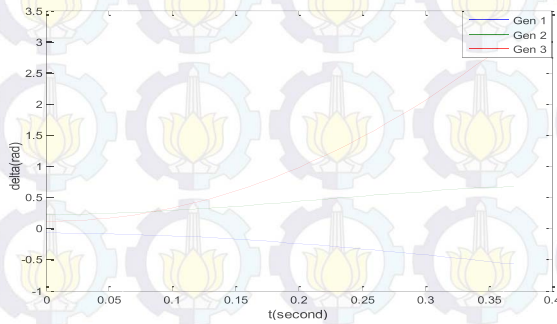


Gambar 4.4 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

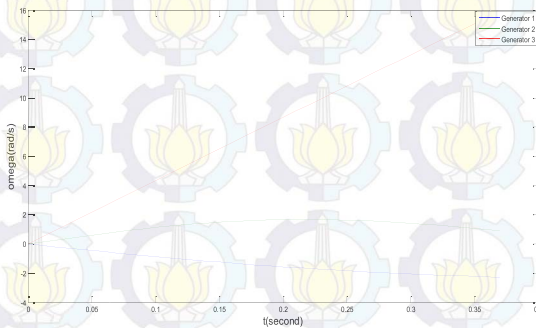


Gambar 4.5 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik C

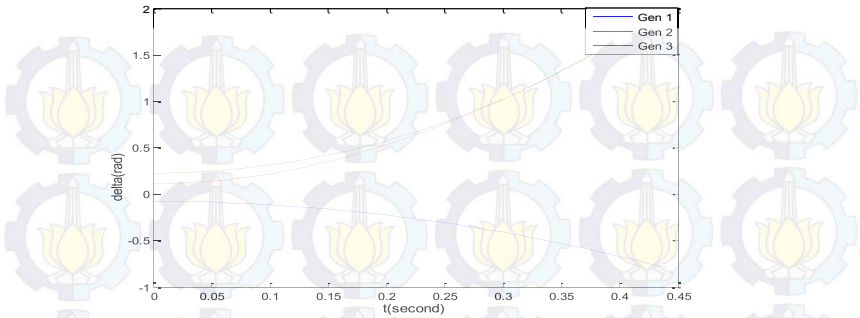


Gambar 4.6 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

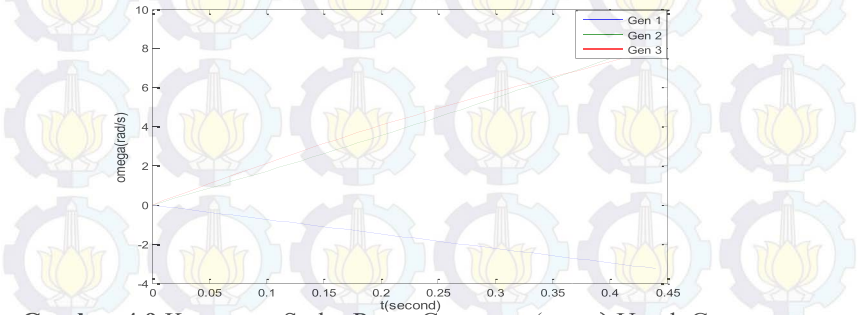


Gambar 4.7 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik D

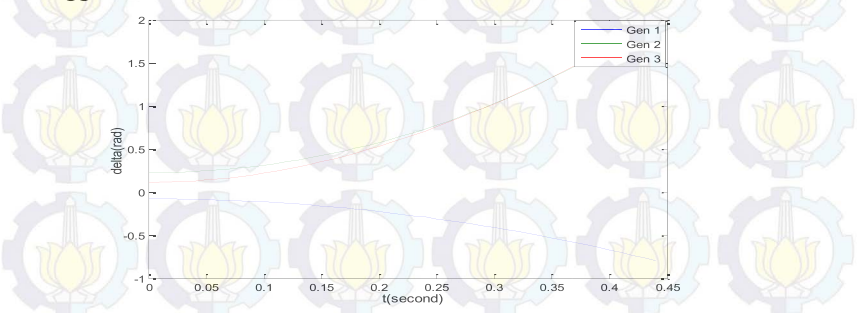


Gambar 4.8 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

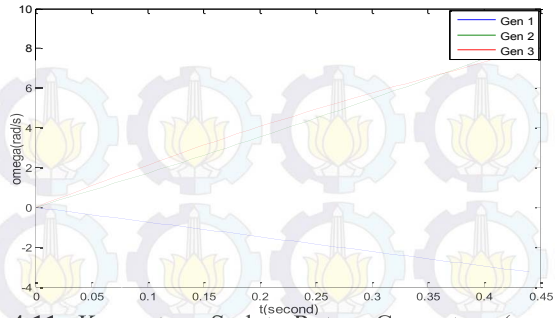


Gambar 4.9 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik E

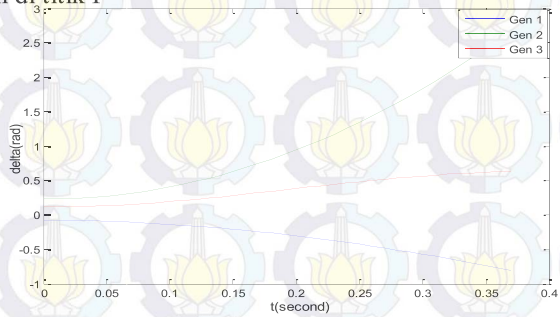


Gambar 4.10 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

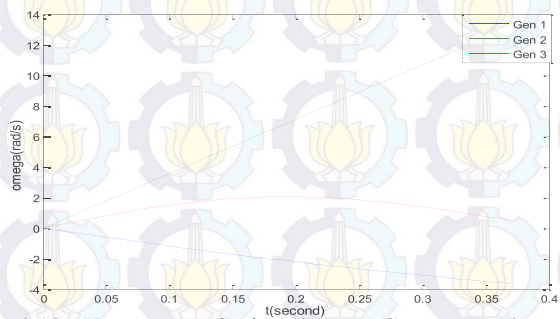


Gambar 4.11 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan di Titik E Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Gangguan di titik F

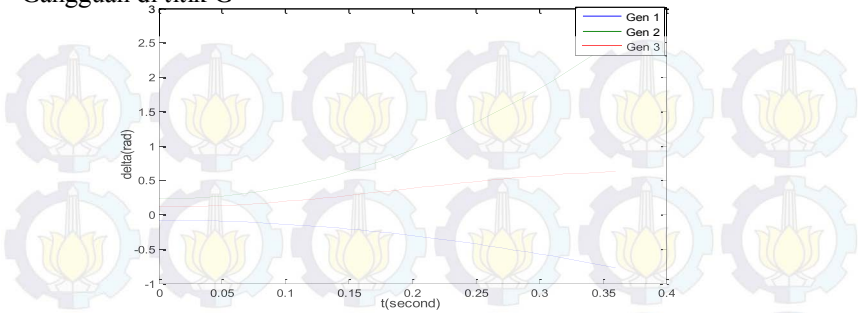


Gambar 4.12 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

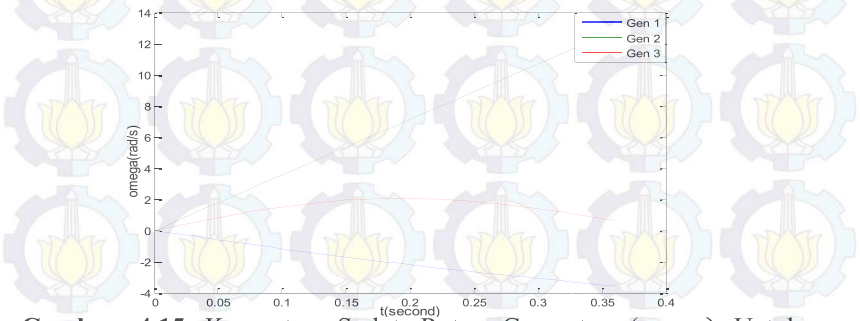


Gambar 4.13 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

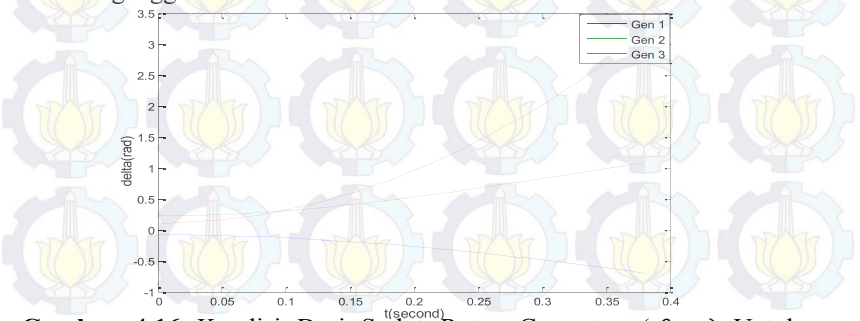
Gangguan di titik G



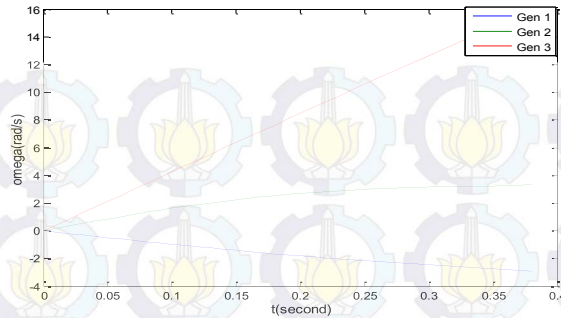
Gambar 4.14 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus



Gambar 4.15 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem 3 Generator 9 Bus
Kondisi gangguan di titik H

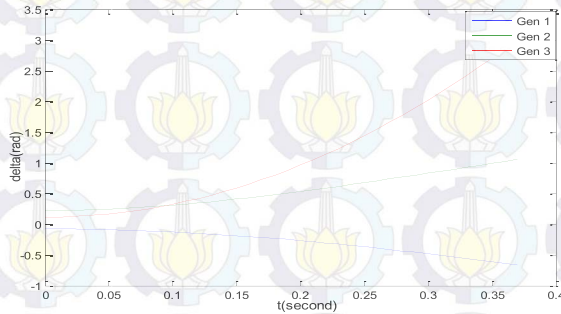


Gambar 4.16 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

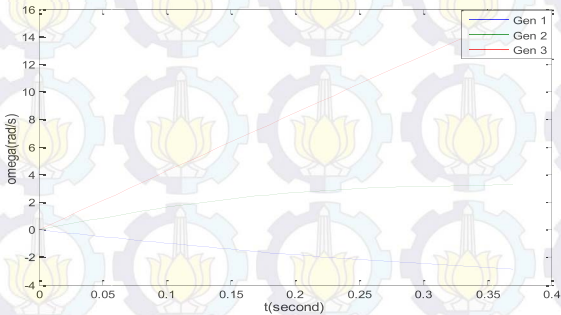


Gambar 4.17 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

Kondisi gangguan di titik I



Gambar 4.18. Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus



Gambar 4.19 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem 3 Generator 9 Bus

4.1.4. Penentuan nilai CUEP (*Controlling Unstable Equilibrium Point*).

Salah satu kelebihan dari metode yang diusulkan ini ialah mampu menentukan nilai CUEP berdasarkan metode trajektori kritis. Setelah didapat nilai *exit point*, selanjutnya dilakukan penentuan nilai CUEP di setiap titik gangguan. Seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya, Sistem dikatakan stabil jika nilai *real* eigen value bernilai negatif maupun sebaliknya. Pada tabel 4.7 menunjukkan nilai dari CUEP untuk sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 bus.

Tabel 4.7 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

CUEP (rad)			
Gangguan	Generator 1	Generator 2	Generator 3
A	-0,7844	2,0463	1,7996
B	-0,6596	2,2538	0,3802
C	-0,5391	0,7029	2,7314
D	-0,7914	2,1062	1,7272
E	-0,7853	2,0691	1,7852
F	-0,7747	2,0692	1,6751
G	-0,7392	2,3607	0,7769
H	-0,4137	0,2627	2,6842
I	-0,5878	0,8654	2,7678

4.1.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus.

Selain mampu untuk menentukan CUEP, hal terpenting dalam analisa kestabilan transien adalah menentukan waktu pemutusan kritis (CCT). Keunggulan dari metode yang diusulkan ini mampu menghitung nilai CCT secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Selain itu waktu komputasi yang lebih cepat dibandingkan dengan metode konvensional.

Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan ini, dilakukan perbandingan dengan metode konvensional (*time domain simulation*) dan metode BCU Shadowing seperti pada Tabel 4.8. Simulasi

yang dilakukan mengabaikan koefisien damping pada tiap generator. Berdasarkan tabel 4.8, hasil simulasi CCT dari metode yang diusulkan ini berbeda-beda pada tiap titik gangguan. Jumlah iterasi dipengaruhi oleh koefisien $Max|dx_i|$, dalam metode ini digunakan $Max|dx_i| < 10^{-3}$ sebagai syarat konvergensi untuk metode *Newton –Raphson* sedangkan waktu komputasi dari metode ini dipengaruhi oleh kecepatan processor dan spesifikasi dari perangkat yang digunakan.

Berdasarkan tabel 4.8, metode yang diusulkan ini mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara *range* stabil dan tidak stabil. Contoh seperti pada kasus gangguan di titik B maka CCT yang dihasilkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas waktu stabil yaitu 0,21 s yang artinya jika sistem diputus pada waktu ini maka sistem akan stabil sehingga rotor generator dapat terlindungi akan gangguan transien. Sedangkan jika sistem diputus pada waktu tidak stabil yaitu 0,22 s maka sistem akan tidak stabil. Waktu simulasi dari metode *time domain simulation* lebih lama 10 kali daripada metode yang diusulkan ini selain itu untuk mendapatkan nilai CCT dan didapatkan dengan cara *trial and error* untuk setiap titik gangguan. Untuk mendapatkan waktu simulasi CPU [s] pada metode *time domain simulation* dirumuskan seperti berikut :

$$CPU [s] = 10 \times (10 + \text{waktu running program})$$

Dengan mengasumsikan untuk mendapatkan *range* antara waktu stabil dan tidak stabil pada metode *time domain simulation* membutuhkan 10 kali percobaan dimana di setiap percobaannya diasumsikan membutuhkan waktu 10 untuk mendapatkan hasil program tersebut. Selain metode *time domain simulation*, pada metode BCU shadowing mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Waktu simulasi dari metode yang diusulkan ini dan metode BCU shadowing didapatkan langsung dari waktu proses menjalankan program

Tabel 4.8. Perbandingan Nilai CCT dari Metode yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode *Time Domain Simulation*

Fault Point	Open Line	Metode Yang Diusulkan			Error (%)	Metode BCU Shadowing		Error (%)	Metode Time Domain Simulation	
		CCT [s]	CPU [s]	Iter		CCT [s]	CPU [s]		CCT [s]	CPU [s]
A	1-4	0,3281	0,3855	20	-3,5	0,3254	0,2650	-4,29	0,34 -0,35	114,68
B	2-7	0,2122	0,2879	10	0	0,2147	0,0336	0	0,21 -0,22	115,03
C	3-9	0,2654	0,3197	6	0	0,2604	0,0397	0	0,26 -0,27	110,26
D	4-5	0,3155	0,3197	13	-1,4	0,3123	0,0247	-2,41	0,32 -0,33	114,84
E	4-6	0,3159	0,3379	14	-1,3	0,3127	0,0268	-2,28	0,32 -0,33	114,92
F	7-5	0,2100	0,3387	15	0	0,2128	0,0296	0	0,21 -0,22	114,81
G	7-8	0,2335	0,3778	20	0	0,2301	0,0695	0	0,23 - 0,24	114,86
H	9-6	0,2793	0,3779	20	5,2	0,2297	0,0261	-8,12	0,25 -0,26	114,82
I	9-8	0,2672	0,3737	20	0	0,2440	0,0448	-6,15	0,26 -0,27	114,53
Average Error					1,26 %			2,58 %	0 %	

Nilai *error* didapatkan dari selisih nilai CCT hasil perhitungan metode yang diusulkan ini dan batas bawah *range* stabil (r_{stabil}) atau batas atas *range* tidak stabil (r_{tdk_stabil}) hasil perhitungan metode TDS. Apabila nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas atas *range* tidak stabil, maka digunakan (r_{tdk_stabil}), maka *error* akan bernilai positif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(+) = \frac{CCT - (r_{tdk_stabil})}{(r_{tdk_stabil})}$$

Jika nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas bawah *range* stabil (r_{stabil}), maka *error* akan bernilai negatif yang dapat dirumuskan sepeerti berikut :

$$error(-) = \frac{CCT - (r_{stabil})}{(r_{stabil})}$$

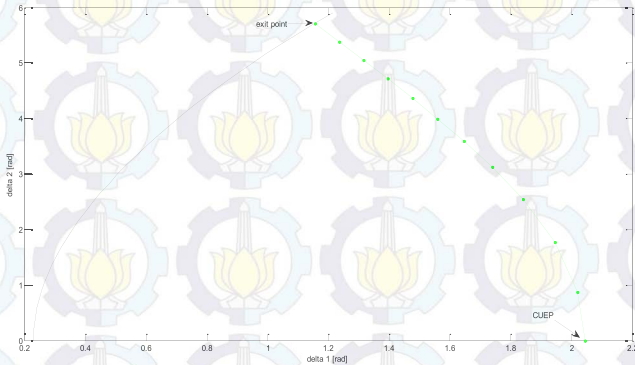
Error bernilai negatif dapat diartikan sistem masih stabil jika diputus dari waktu CCT dari metode ini seperti pada kasus A, D, dan E pada tabel 4.8. Dimana batas waktu CCT yang diperbolehkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas bawah *range* stabil. Sedangkan untuk kasus H pada tabel 4.8, nilai *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,26 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,58 %. Sedangkan untuk nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 5,2 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *absolute error* sebesar 8,12 %. Ini membuktikan bahwa metode yang diusulkan mampu untuk memperbaiki metode BCU Shadowing, selain itu juga pada metode BCU Shadowing hanya dapat digunakan pada sistem tenaga yang terbatas akibat prinsip kerja dari metode BCU Shadowing yang menggunakan prinsip dari gradien sistem dari gradien energi potensial.

4.1.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus

Berdasarkan Gambar 4.20 – 4.28 untuk sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, menunjukkan bahwa metode ini mampu untuk menentukan CUEP ditiap titik gangguan yang dibuktikan dengan grafik trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. *Plotting* grafik trajektori kritis ini didasarkan pada generator kritis.

Gangguan di titik A

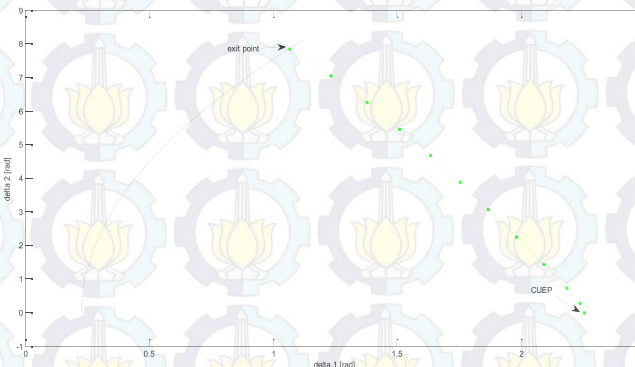
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3281 s. Untuk gangguan di titik A, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.20 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di A

Gangguan di titik B

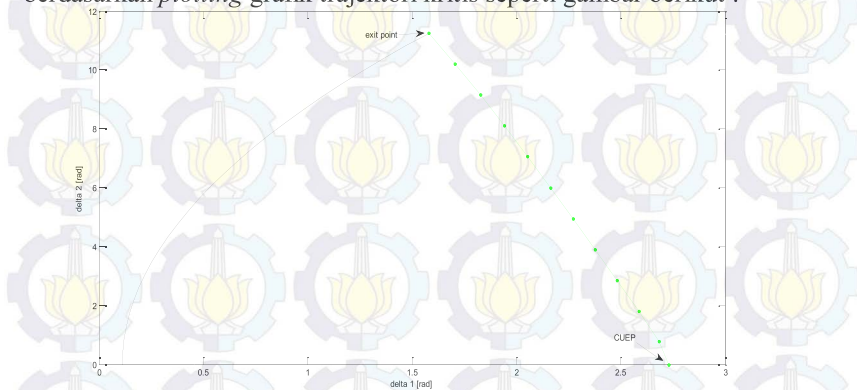
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2122 s. Untuk gangguan di titik B, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.21 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di B

Gangguan di titik C

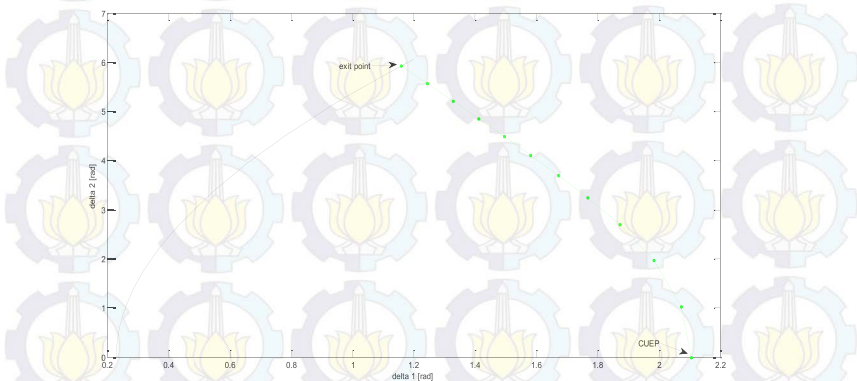
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2654 s. Untuk gangguan di titik C, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.22 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di C

Gangguan di titik D

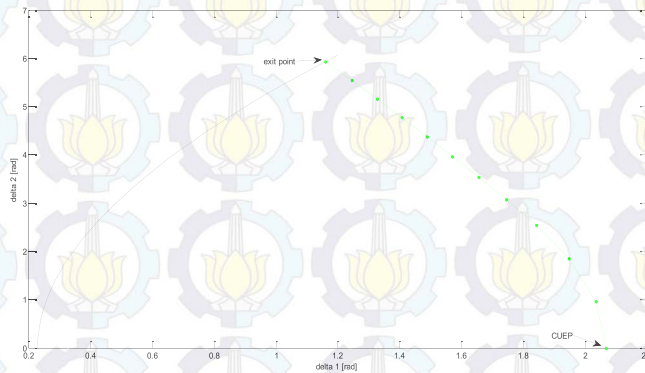
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3155 s. Untuk gangguan di titik D, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.23 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di D

Gangguan di titik E

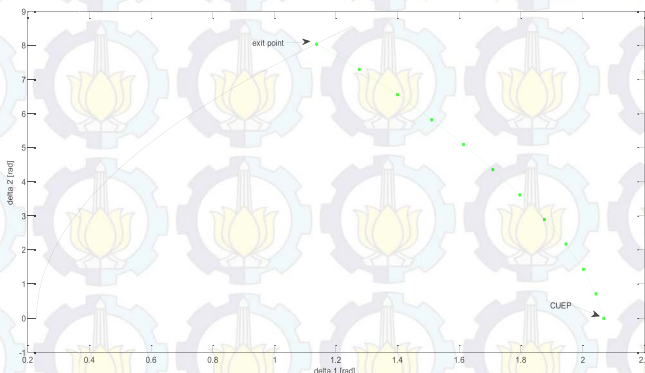
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,3159 s. Untuk gangguan di titik E, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.24 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di E

Gangguan di titik F

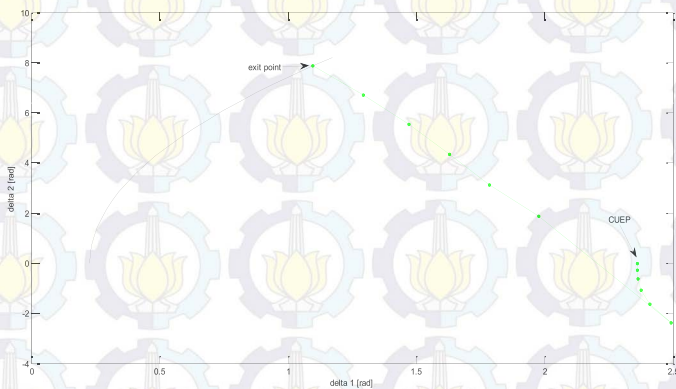
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2100 s. Untuk gangguan di titik F, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.25 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di F

Gangguan di titik G

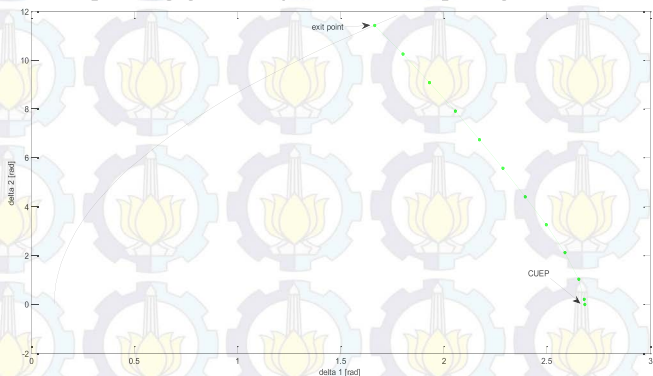
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2335 s. Untuk gangguan di titik G, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.26 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di G

Gangguan di titik H

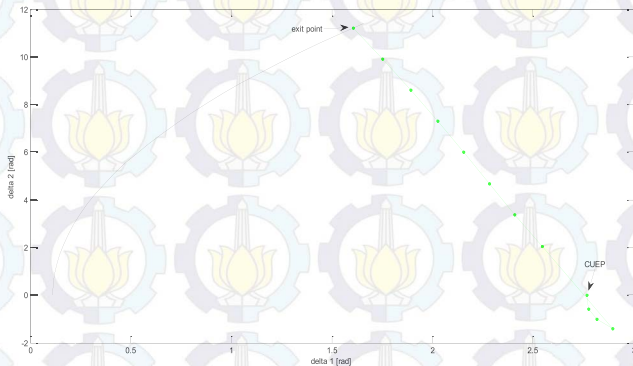
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2793 s. Untuk gangguan di titik H, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.27 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Dengan Titik Gangguan di H

Gangguan di titik I

Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,2672 s. Untuk gangguan di titik I, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.28 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 3 Generator 9 Bus Untuk Titik Gangguan di I

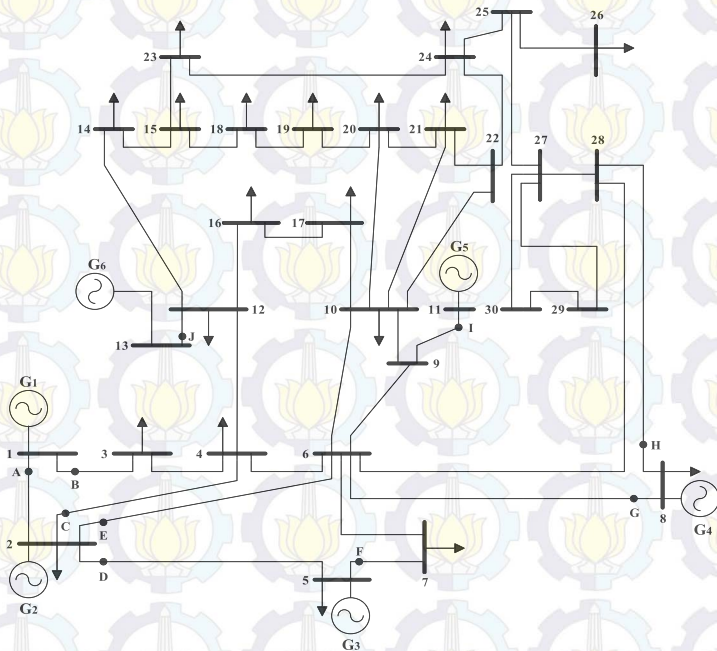
4.2. Perhitungan *Critical Clearing Time* (CCT) pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Selain simulasi dilakukan pada sistem Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, untuk membuktikan metode yang diusulkan ini maka simulasi juga dilakukan pada sistem IEEE 6 Generator 30 bus seperti pada Gambar 4.29. Pada sistem ini, generator 1 berfungsi sebagai *swing* yang terhubung ke bus 1 (bus *swing*), sedangkan generator 2, generator 3, generator 4, generator 5, dan generator 6 berfungsi sebagai *voltage control* yang terhubung ke bus generator yaitu bus 2, bus 3, bus 4, bus 5, dan bus 6. *Single line diagram* dari sistem digambarkan seperti pada Gambar 4.29.

Berdasarkan Gambar 4.29 terdapat 10 titik gangguan pada sistem. Letak titik-titik gangguan tersebut adalah:

- A: titik gangguan antara bus 1 dan bus 2
- B : titik gangguan antara bus 1 dan bus 3
- C: titik gangguan antara bus 2 dan bus 4
- D: titik gangguan antara bus 2 dan bus 5
- E: titik gangguan antara bus 2 dan bus 6
- F : titik gangguan antara bus 5 dan bus 7

- G: titik gangguan antara bus 8 dan bus 6
- H: titik gangguan antara bus 8 dan bus 28
- I : titik gangguan antara bus 11 dan bus 9
- J : titik gangguan antara bus 13 dan bus 12



Gambar 4.29 Single Line Diagram IEEE 6 Generator 30 Bus

Pada Tabel 4.9 dan Tabel 4.10 menunjukkan spesifikasi data jaringan pada sistem tenaga listrik Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, yang ditunjukkan seperti berikut :

Tabel 4.9. Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0264	
2	1	3	0,0452	0,1852	0,0204	
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0184	

Tabel 4.9. Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
4	3	4	0,0132	0,0379	0,0042	
5	2	5	0,0472	0,1983	0,0209	
6	2	6	0,0581	0,1763	0,0187	
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0045	
8	5	7	0,0460	0,1160	0,0102	
9	6	7	0,0267	0,0820	0,0085	
10	6	8	0,0120	0,0420	0,0045	
11	6	9	0,0000	0,2080	0,0000	0,9780
12	6	10	0,0000	0,5560	0,0000	0,9690
13	9	11	0,0000	0,2080	0,0000	
14	4	12	0,0000	0,2560	0,0000	0,9320
15	12	13	0,0000	0,1400	0,0000	
16	12	14	0,1231	0,2559	0,0000	
17	12	15	0,0662	0,1304	0,0000	
18	12	16	0,0945	0,1987	0,0000	
19	14	15	0,2210	0,1997	0,0000	
20	16	17	0,0824	0,1923	0,0000	
21	15	18	0,1070	0,2185	0,0000	
22	18	19	0,0639	0,1292	0,0000	
23	19	20	0,0340	0,0680	0,0000	
24	10	20	0,0936	0,2090	0,0000	
25	10	17	0,0324	0,0845	0,0000	
26	10	21	0,0348	0,0749	0,0000	
27	10	22	0,0727	0,1499	0,0000	
28	21	22	0,0116	0,0236	0,0000	
29	15	23	0,1000	0,2020	0,0000	
30	22	24	0,1150	0,1790	0,0000	
31	23	24	0,1320	0,2700	0,0000	
32	24	25	0,1885	0,3292	0,0000	
33	25	26	0,2544	0,3800	0,0000	
34	25	27	0,1093	0,2087	0,0000	
35	27	28	0,0000	0,3960	0,0000	0,9680
36	27	29	0,2198	0,4153	0,0000	
37	27	30	0,3202	0,6027	0,0000	
38	29	30	0,2399	0,4533	0,0000	

Tabel 4.9. Data Parameter Saluran Transmisi IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Line	Dari Bus	Menuju Bus	R	X	Half Line Charging Susceptance (p.u)	Tap Setting
39	8	28	0,0636	0,2000	0,0214	
40	6	28	0,0169	0,0599	0,0065	
41	9	10	0,0000	0,1100	0,0000	

Tabel 4.10. Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)	Shunt Capacitor
1	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	50	0,00	21,7	12,7	
3	0,00	0,00	2,4	1,2	
4	0,00	0,00	7,6	1,6	
5	105	0,00	94,2	19	
6	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	0,00	0,00	22,8	10,9	
8	50	0,00	30	30	
9	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	0,00	0,00	5,8	2	0,19
11	20	0,00	0,00	0,00	
12	0,00	0,00	11,2	7,5	
13	20	0,00	0,00	0,00	
14	0,00	0,00	6,2	1,6	
15	0,00	0,00	8,2	2,5	
16	0,00	0,00	3,5	1,8	
17	0,00	0,00	9	5,8	
18	0,00	0,00	3,2	0,9	
19	0,00	0,00	9,5	3,4	
20	0,00	0,00	2,2	0,7	
21	0,00	0,00	17,5	11,2	
22	0,00	0,00	0,00	0,00	
23	0,00	0,00	3,2	1,6	
24	0,00	0,00	8,7	6,7	0,043
25	0,00	0,00	0,00	0,00	
26	0,00	0,00	3,5	2,3	
27	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabel 4.10. Data Bus Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

No. Bus	P Generator (MW)	Q Generator (MVAR)	P Beban (MW)	Q Beban (MVAR)	Shunt Capacitor
28	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	0,00	0,00	2,4	0,9	
30	0,00	0,00	10,6	1,9	

4.2.1. Penentuan Parameter Awal Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Parameter awal berguna untuk proses iterasi yang selanjutnya akan digunakan untuk menentukan CCT dan CUEP pada metode ini. Tabel 4.11 menunjukkan parameter-parameter yang didapatkan dari hasil *power flow*. Parameter tersebut antara lain :

1. Daya mekanis generator (Pm)
2. Tegangan bus generator (V)
3. Daya total generator (S)
4. Tegangan internal generator (Ea)

Tabel 4.11. Parameter Yang Didapatkan dari Hasil *Power Flow* untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gen	P.m (p.u)	V (p.u)	S (p.u)	Ea (p.u)
1	0,4098	1,0600+j0,0000	0,4098+j0,2973	1,1509+j0,1253
2	0,2830	1,0450-j0,0072	0,2830+j0,0727	1,0615+j0,0555
3	0,1080	1,0099-j0,0143	0,1080-j0,2127	0,9614+j0,0112
4	0,2000	1,0096-j0,0283	0,2000-j0,2030	0,9756+j0,0071
5	0,2000	1,0816-0,0275	0,2000+j0,1482	1,1063+j0,0040
6	0,2000	1,0690-j0,0651	0,2000+j0,0779	1,0836-j0,0335

Setelah mendapatkan parameter-parameter seperti pada Tabel 4.11, maka dapat ditentukan daya listrik generator (Pe) di tiap titik gangguan. Tabel 4.12 menunjukkan nilai Pe di tiap titik gangguan dari sistem IEEE 6 Generator 30 Bus yang ditunjukkan seperti berikut :

Tabel 4.12. Nilai Pe untuk Tiap Gangguan Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Pe (p.u)						
Titik Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	1,2447	1,7644	-0,5324	-1,6662	0,1782	0,4345

Tabel 4.12. Nilai P_e untuk Tiap Gangguan Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

P_e (p.u)						
Titik Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
B	-1,5169	2,1030	-0,1215	-0,1034	0,2064	0,4980
C	-0,1667	0,4067	-0,3514	-1,2227	1,4836	1,1227
D	-1,3718	-1,3881	1,15775	-0,1561	1,2855	1,2708
E	2,2177	0,9095	-0,6021	-1,1620	-0,0283	0,0727
F	-1,3065	-0,0926	-0,8380	0,6731	1,8274	1,0049
G	1,8665	-2,0020	1,2486	1,2973	-0,2565	-0,8886
H	0,3573	0,0307	1,6319	-2,6705	1,0044	0,9520
I	0,2660	0,4135	0,4874	-0,2010	-0,1988	0,1570
J	0,0503	0,8419	-0,2204	0,3978	1,5022	-1,4840

4.2.2. Penentuan nilai SEP (*Stable Equilibrium Point*) Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Untuk menentukan nilai SEP, mula-mula sistem yang tidak terhubung melalui *infinite bus* ditransformasikan terlebih dahulu ke dalam COA seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 3.3. Tabel 4.13 menjelaskan besarnya θ_i dari masing – masing generator.

Tabel 4.13 Nilai Dari Masing-Masing Sudut Rotor Generator θ_i Bersasarkan COA

θ_i (rad)					
Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
0,0401	-0,0161	-0,0567	-0,0611	-0,0647	-0,0992

Setelah didapat besarnya sudut rotor dai masing – masing generator, selanjutnya menentukan nilai SEP. Nilai dari SEP tidak akan berubah – ubah kecuali terjadi perubahan pada konfigurasi jaringan. Tabel 4.14 memaparkan besarnya nilai SEP .

Tabel 4.14 Nilai SEP untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

SEP (rad)						
Titik Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	-0,0265	-0,0874	-0,0127	-0,1315	-0,1350	-0,1694
B	-0,0264	-0,0847	-0,1270	-0,1332	-0,1369	-0,1718
C	-0,0276	-0,0822	-0,1251	-0,1319	-0,1357	-0,1709

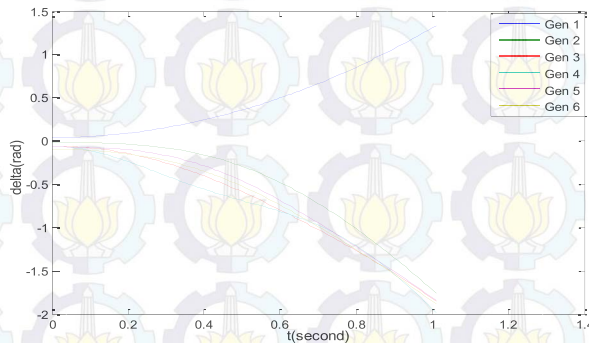
Tabel 4.14 Nilai SEP untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Titik Gangguan	SEP (rad)					
	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
D	-0,0278	-0,0840	-0,1275	-0,1296	-0,1332	-0,1676
E	-0,0270	-0,0819	-0,1258	-0,1338	-0,1369	-0,1707
F	-0,0286	-0,0843	-0,1176	-0,1322	-0,1357	-0,1699
G	-0,0285	-0,0850	-0,1255	-0,1245	-0,1337	-0,1681
H	-0,0283	-0,0845	-0,1251	-0,1284	-0,1332	-0,1677
I	-0,0314	-0,0863	-0,1269	-0,1308	-0,0977	-0,1691
J	-0,0303	-0,0858	-0,1264	-0,1306	-0,1341	-0,1436

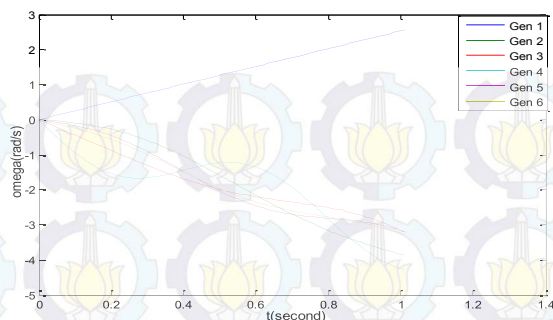
4.2.3. Analisa Grafik Perhitungan Sudut Rotor dan Kecepatan Sudut Rotor Saat Gangguan.

Pada metode yang diusulkan ini, berbasis trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. Sebelum menentukan nilai CUEP, maka terlebih dahulu dicari nilai *exit point*. *Exit point* didapat dengan cara menyelesaikan persamaan *fault on* pada persamaan (3.48). nantinya nilai dari *fault on* pada persamaan (3.48) akan menghasilkan kecepatan sudut dan sudut generator saat terjadi gangguan, θ_{exit} dan ω_{exit} . Nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} pada tiap – tiap titik gangguan dijelaskan seperti berikut.

Gangguan di titik A

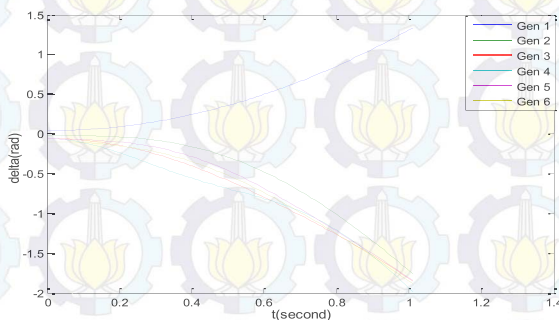


Gambar 4.30 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

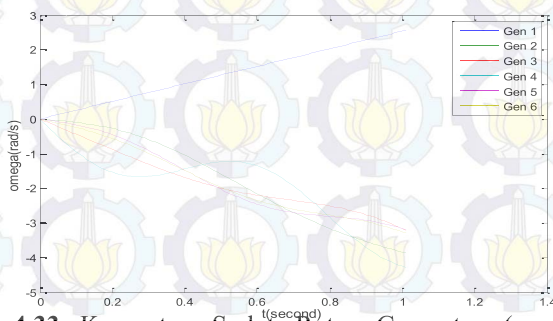


Gambar 4.31 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik A Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik B

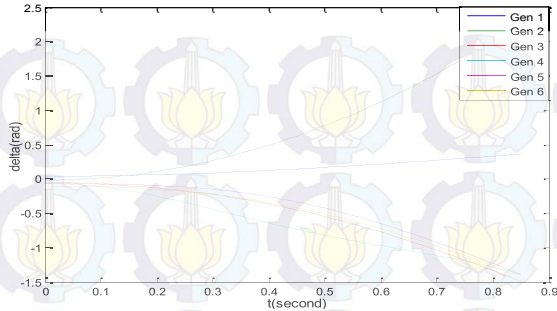


Gambar 4.32 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

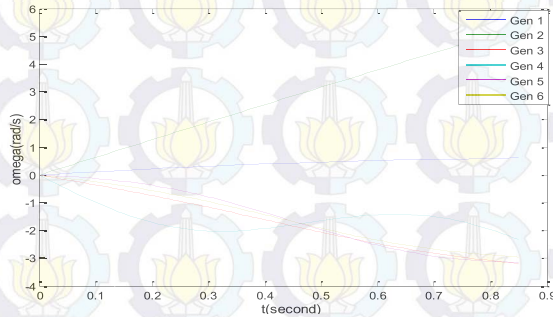


Gambar 4.33 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik B Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik C

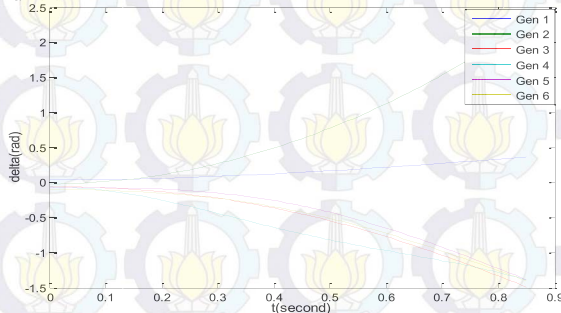


Gambar 4.34 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

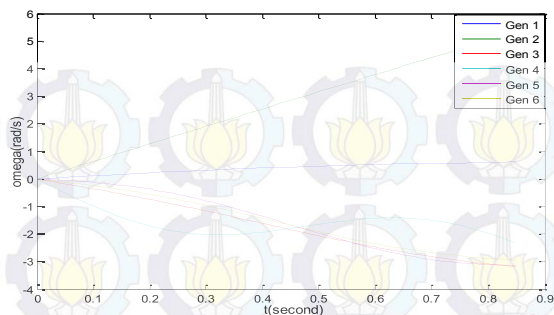


Gambar 4.35 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik C Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik D

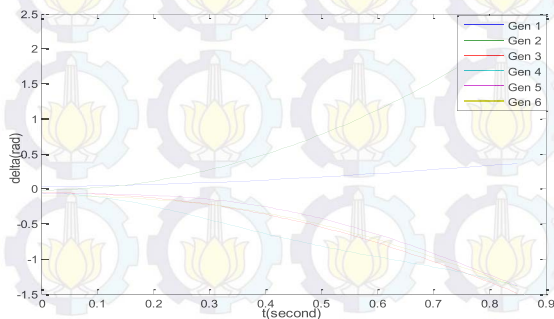


Gambar 4.36 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

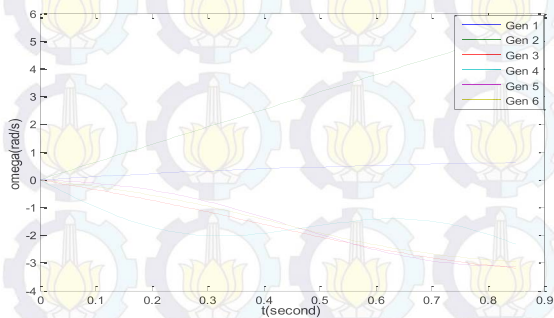


Gambar 4.37 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik D Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik E

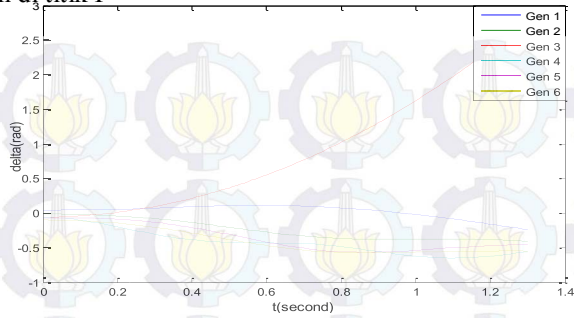


Gambar 4.38 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

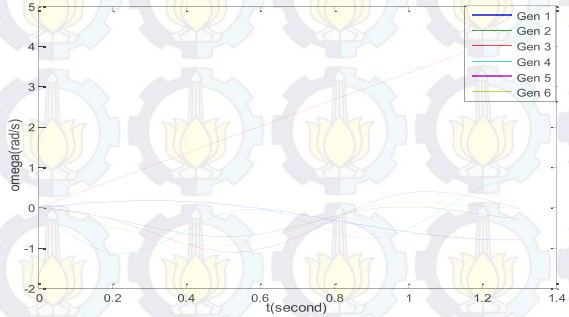


Gambar 4.39 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik E Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik F

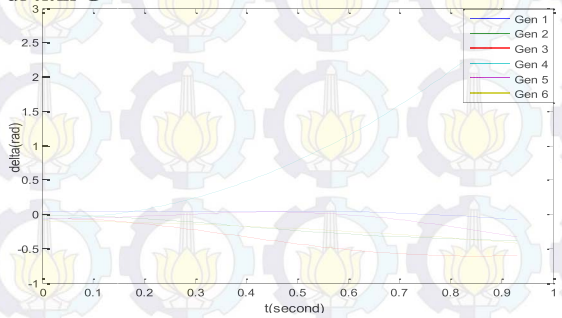


Gambar 4.40 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

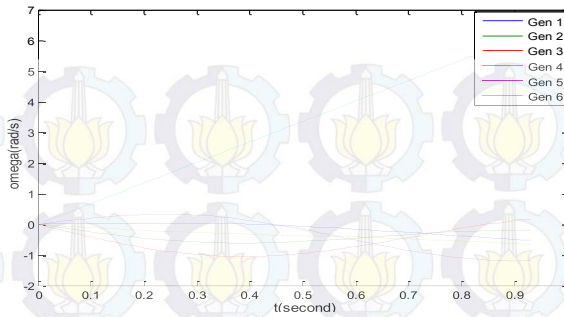


Gambar 4.41 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik F Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik G

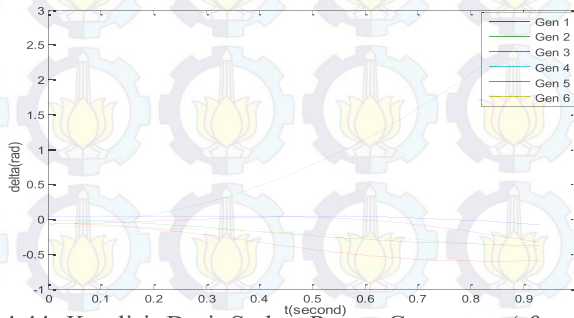


Gambar 4.42 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

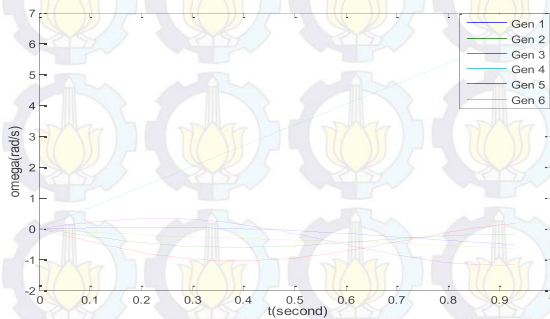


Gambar 4.43 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik G Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik H

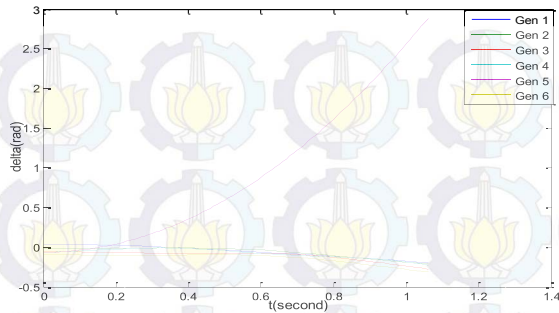


Gambar 4.44 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

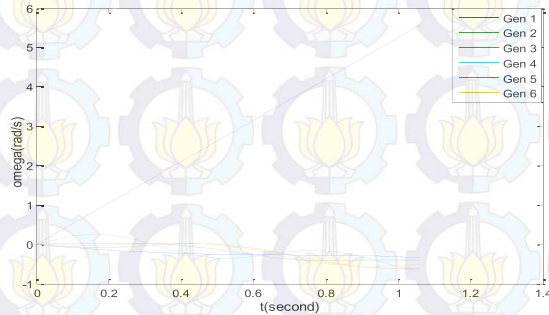


Gambar 4.45 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik H Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik I

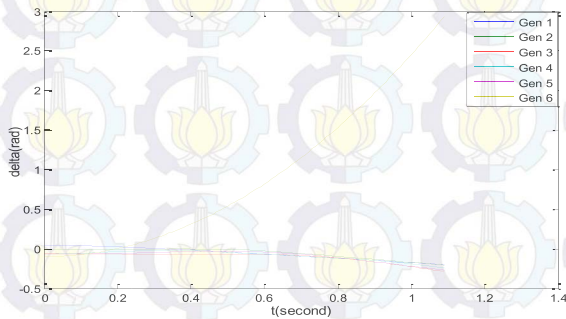


Gambar 4.46 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

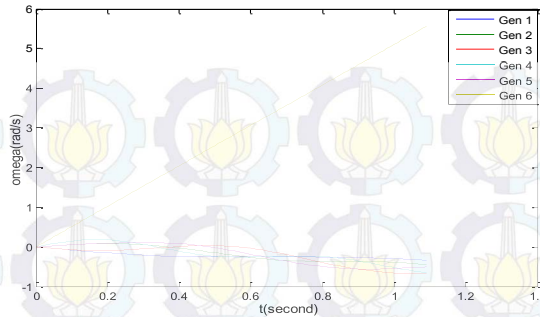


Gambar 4.47 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik I Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik J



Gambar 4.48 Kondisi Dari Sudut Rotor Generator (θ_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus



Gambar 4.49 Kecepatan Sudut Rotor Generator (ω_{exit}) Untuk Gangguan Di Titik J Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Berdasarkan Gambar 4.30-4.49 didapat nilai dari θ_{exit} dan ω_{exit} yang berbeda – beda di tiap titik gangguannya. Dapat disimpulkan ketika terjadi gangguan kestabilan sistem akan terganggu sehingga sudut rotor akan berosilasi untuk mencari posisi baru (*equilibrium point*) dan jika perbedaan sudut rotor ini terus membesar tanpa ada kemungkinan bertemu di suatu titik maka sistem dikatakan tidak stabil.

4.2.4. Penentuan nilai CUEP (*Controlling Unstable Equilibrium Point*)

Salah satu kelebihan dari metode yang diusulkan ini ialah mampu menentukan nilai CUEP berdasarkan metode trajektori kritis. Pada tabel 4.15 menunjukkan nilai dari CUEP untuk sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Tabel 4.15 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk IEEE 6 Generator 30 Bus

CUEP (rad)						
Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
A	1,2784	-1,6974	-1,8041	-1,8084	-1,7794	-1,8133
B	1,2833	-1,6764	-1,8102	-1,8260	-1,8001	-1,8381
C	0,6909	1,6025	-1,8339	-1,8668	-1,7497	-1,7939
D	0,6478	1,7062	-1,8572	-1,7972	-1,6708	-1,7038
E	0,6596	1,6720	-1,7961	-1,8344	-1,7231	-1,7534
F	-0,2568	-0,3797	2,7941	-0,5025	-0,4670	-0,5122

Tabel 4.15 Nilai CUEP Tiap Generator Untuk IEEE 6 Generator 30 Bus
CUEP (rad)

Gangguan	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen 6
G	-0,1631	-0,2803	-0,3744	2,9036	-0,2346	-0,3281
H	-0,1824	-0,2589	-0,3558	2,9053	-0,1787	-0,2842
I	-0,2041	-0,1843	-0,2316	-0,1938	-2,7719	-0,1691
J	-0,2134	-0,1856	-0,2423	-0,2080	-0,2065	2,8348

4.2.5. Analisa Perhitungan CCT Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.

Untuk membuktikan keakuratan dari metode yang diusulkan ini, dilakukan perbandingan menggunakan metode konvensional (*time domain simulation*) dan metode BCU Shadowing seperti pada Tabel 4.16. Simulasi yang dilakukan ini mengabaikan koefisien damping pada tiap generator. Berdasarkan tabel 4.16, hasil simulasi CCT dari metode yang diusulkan ini berbeda-beda pada tiap titik gangguan. Jumlah iterasi dipengaruhi oleh koefisien $Max|dx_i|$, dalam metode ini digunakan $Max|dx_i| < 10^{-3}$ sebagai syarat konvergensi untuk metode *Newton – Raphson* sedangkan waktu komputasi dari metode ini dipengaruhi oleh kecepatan processor dan spesifikasi dari perangkat yang digunakan.

Berdasarkan tabel 4.16, metode ini mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara *range* stabil dan batas tidak stabil. Seperti pada kasus G jika terjadi gangguan maka CCT yang dihasilkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas waktu stabil yaitu 0,83 s yang artinya jika sistem diputus pada waktu ini maka sistem akan stabil. Sedangkan jika sistem diputus pada waktu tidak stabil yaitu 0,84 s. Waktu simulasi dari metode *time domain simulation* lebih lama 10 kali lipat daripada metode yang diusulkan ini untuk mendapatkan nilai CCT dan didapatkan dengan cara *trial and error* untuk setiap titik gangguan.

Untuk mendapatkan waktu simulasi CPU [s] pada metode *time domain simulation* dirumuskan seperti berikut :

$$CPU [s] = 10 \times (10 + \text{waktu running program})$$

Dengan mengasumsikan waktu simulasi pada metode *time domain simulation* membutuhkan 10 kali percobaan dimana di setiap

percobaannya diasumsikan membutuhkan waktu 10 detik untuk mendapatkan hasil program tersebut. Selain metode *time domain simulation*, pada metode BCU shadowing mampu menentukan nilai CCT pada tiap titik gangguan secara langsung tanpa perkiraan antara batas stabil dan batas tidak stabil. Waktu simulasi dari metode yang diusulkan ini dan metode BCU shadowing didapatkan langsung dari waktu proses menjalankan program.

Nilai *error* hasil perhitungan CCT dari metode ini dibandingkan dengan metode *time domain simulation*. Nilai *error* didapatkan dari selisih nilai CCT hasil perhitungan metode yang diusulkan ini dan batas bawah *range* stabil (r_{stabil}) atau batas atas *range* tidak stabil (r_{tdk_stabil}) hasil perhitungan metode TDS. Apabila nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas atas *range* tidak stabil, maka digunakan (r_{tdk_stabil}), maka *error* akan bernilai positif yang dapat dirumuskan seperti berikut :

$$error(+) = \frac{CCT - (r_{tdk_stabil})}{(r_{tdk_stabil})}$$

Jika nilai CCT dari metode yang diusulkan ini berada pada batas bawah *range* stabil (r_{stabil}), maka *error* akan bernilai negatif yang dapat dirumuskan seperti berikut :

$$error(-) = \frac{CCT - (r_{stabil})}{(r_{stabil})}$$

Error bernilai negatif dapat diartikan sistem masih stabil jika diputus dari waktu CCT dari metode ini seperti pada kasus F pada tabel 4.16. Dimana batas waktu CCT yang diperbolehkan dari metode *time domain simulation* berada pada batas bawah *range* stabil. Nilai *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,91 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,92 %. Sedangkan untuk nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 4,06 % sedangkan untuk metode BCU Shadowing memiliki *absolute error* sebesar 6,26 %. Ini membuktikan bahwa metode yang diusulkan mampu untuk memperbaiki metode BCU Shadowing, selain itu juga pada metode BCU Shadowing hanya dapat digunakan pada sistem tenaga yang terbatas akibat prinsip kerja dari metode BCU Shadowing yang menggunakan prinsip dari gradien sistem dari gradien energi potensial.

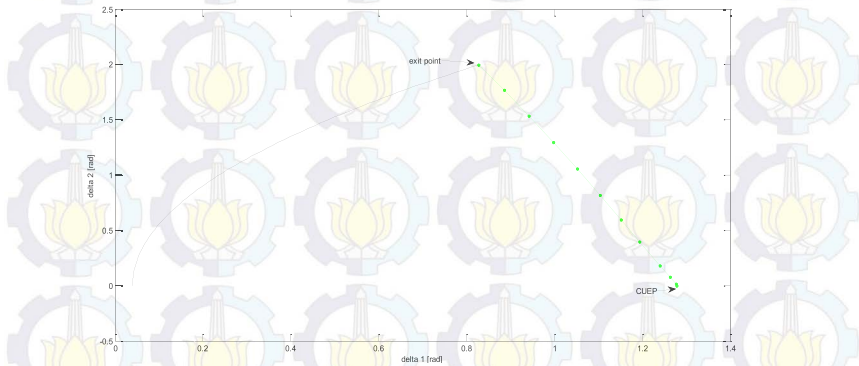
Tabel 4.16. Perbandingan Nilai CCT dari Metode yang Diusulkan Terhadap Metode BCU Shadowing dan Metode *Time Domain Simulation* Untuk Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus.

<i>Fault Point</i>	<i>Open Line</i>	Metode Yang Diusulkan			<i>Error (%)</i>	Metode BCU Shadowing		<i>Error (%)</i>	Metode Time Domain Simulation	
		CCT [s]	CPU [s]	Iter		CCT [s]	CPU [s]		CCT [s]	CPU [s]
A	1-2	0,8187	0,3013	8	3,63	0,7994	0,2501	1,18	0,78-0,79	236,44
B	1-3	0,8248	0,3121	8	3,1	0,8501	0,0474	6,26	0,79– 0,80	238,22
C	2-4	0,7350	0,2898	7	2,08	0,6700	0,0422	-5,63	0,71+0,72	228,22
D	2-5	0,7495	0,3713	7	4,06	0,6732	0,0435	5,18	0,71+0,72	239,28
E	2-6	0,7517	0,2807	8	4,4	0,6717	0,0425	5,39	0,71+0,72	240,87
F	5-7	1,1549	0,2796	4	-1,29	1,1319	0,0445	-3,25	1,17-1,18	251,23
G	8-6	0,8365	0,270	4	0	0,8214	0,0371	-1,04	0,83-0,84	239,21
H	8-28	0,8384	0,2463	4	0	0,8237	0,0400	-0,76	0,83-0,84	167,66
I	11-9	0,9354	0,3057	10	0,15	0,9114	0,0375	0,15	0,90-0,91	227,48
J	13-12	0,9760	0,3204	13	0,37	0,9536	0,0390	0,37	0,94-0,95	249,81
<i>Average Error</i>					1,91 %			2,92 %		0 %

4.2.6. Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem IEEE 6 Generator 30 Bus

Gangguan di titik A

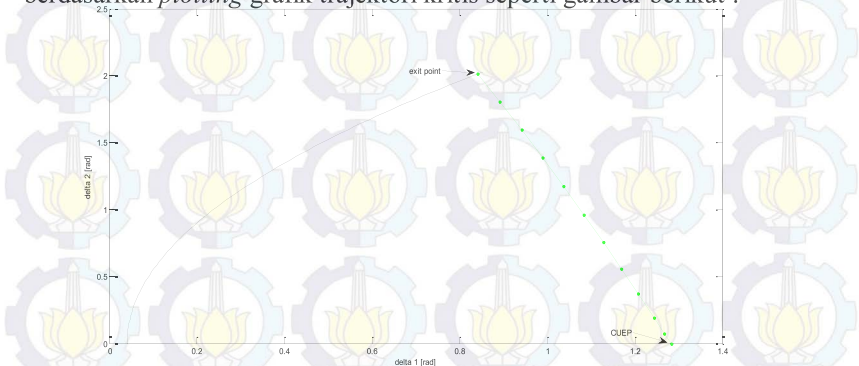
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8187 s. Untuk gangguan di titik A, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.50 Grafik Trajektori Pada Kritis Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di A

Gangguan di titik B

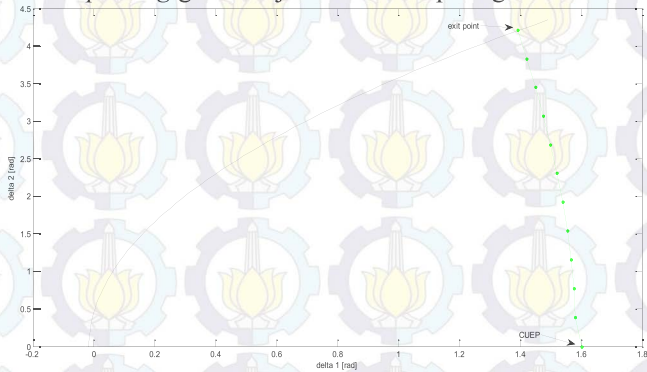
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8248 s. Untuk gangguan di titik B, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.51 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di B

Gangguan di titik C

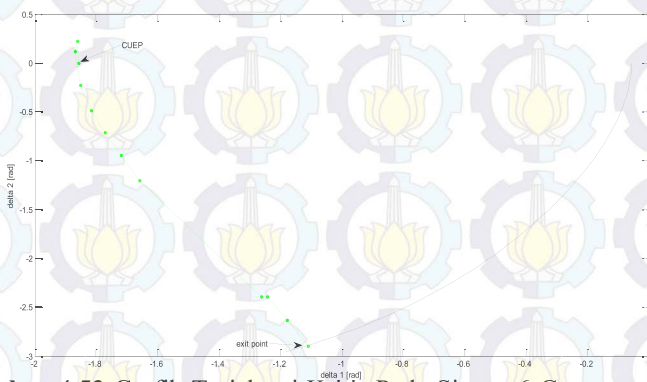
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7350 s. Untuk gangguan di titik C, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.52 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di C

Gangguan di titik D

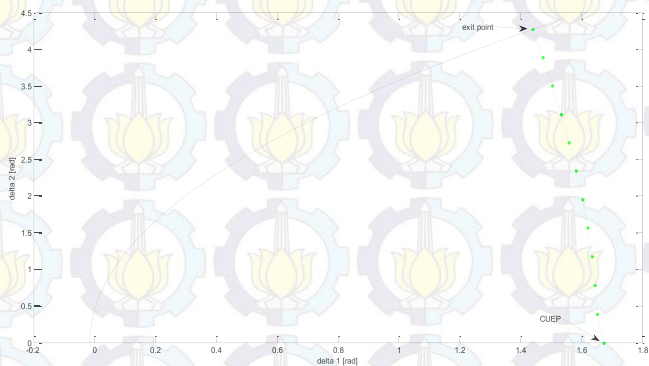
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7495 s. Untuk gangguan di titik D, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.53 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di D

Gangguan di titik E

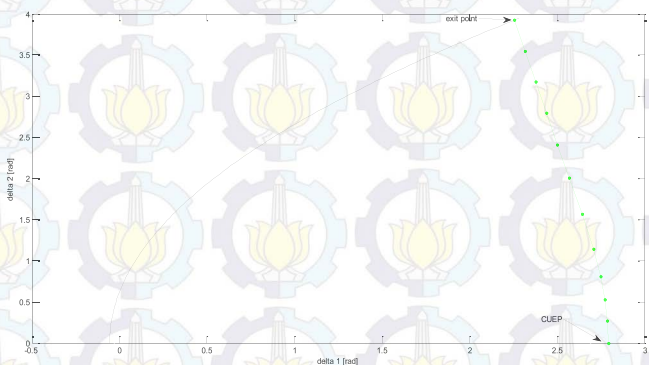
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,7517 s. Untuk gangguan di titik E, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.54 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di E

Gangguan di titik F

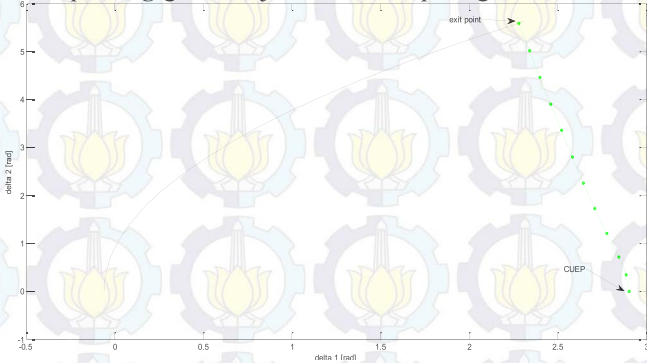
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 1,1549 s. Untuk gangguan di titik F, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.55 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di F

Gangguan di titik G

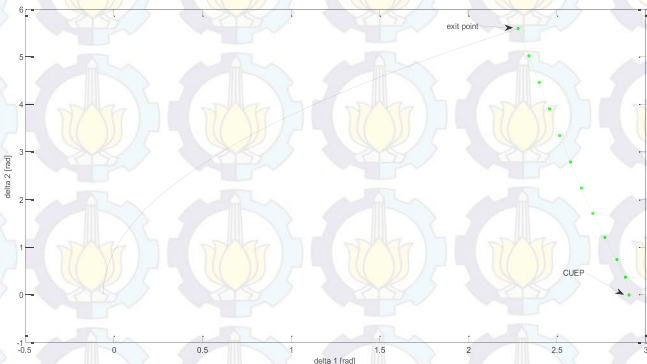
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8365 s. Untuk gangguan di titik G, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.56 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di G

Gangguan di titik H

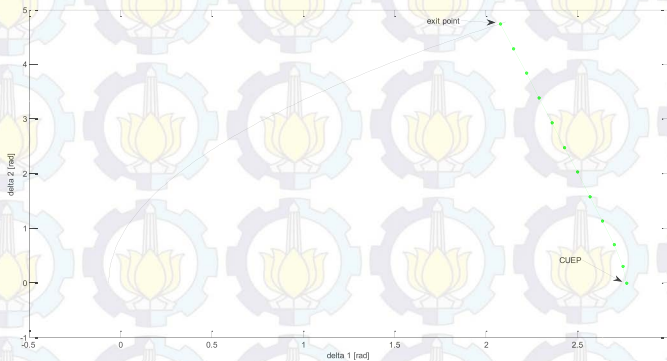
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,8384 s. Untuk gangguan di titik H, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.57 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di H

Gangguan di titik I

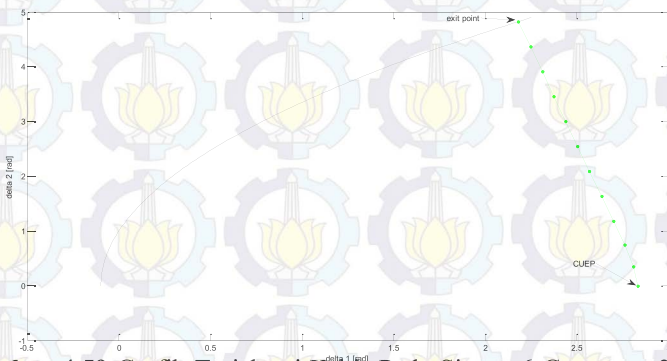
Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,9354s. Untuk gangguan di titik I, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.58 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di I

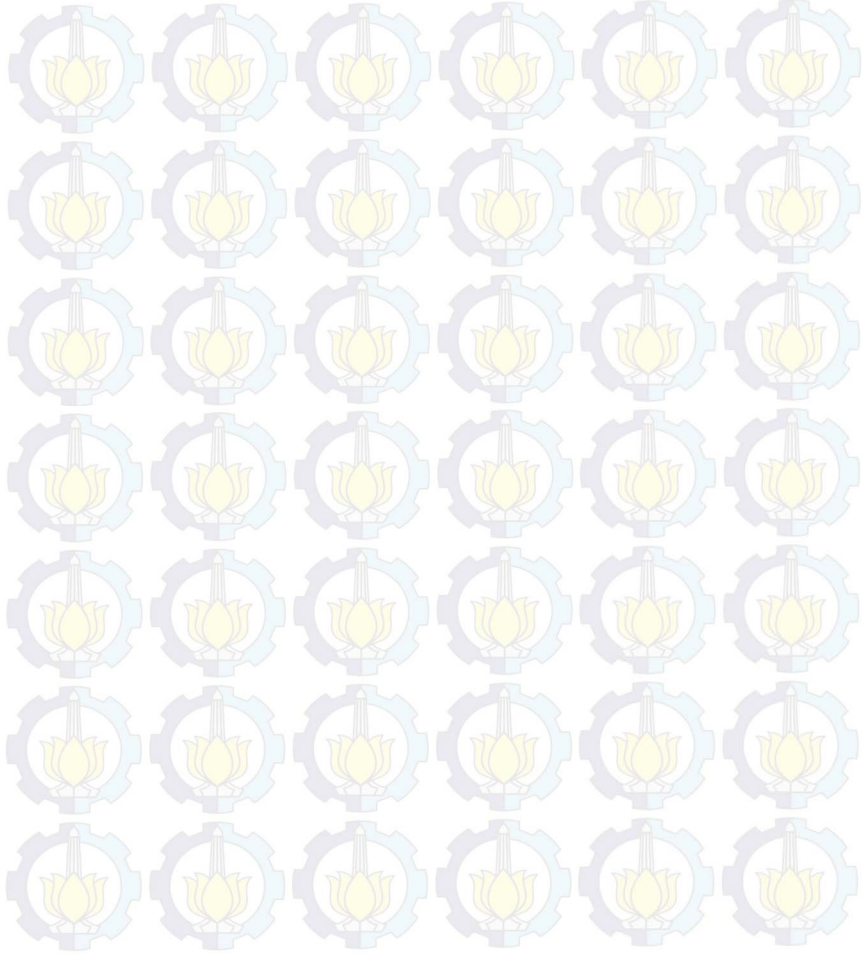
Gangguan di titik J

Nilai CCT yang diperoleh dari metode ini adalah 0,9760s. Untuk gangguan di titik J, metode ini mampu untuk menentukan nilai CUEP berdasarkan *plotting* grafik trajektori kritis seperti gambar berikut :



Gambar 4.59 Grafik Trajektori Kritis Pada Sistem 6 Generator 30 Bus Untuk Titik Gangguan di J

Berdasarkan Gambar 4.50 – 4.59 untuk sistem IEEE 6 Generator 30 Bus, menunjukkan bahwa metode ini mampu untuk menentukan CUEP ditiap titik gangguan yang dibuktikan dengan grafik trajektori kritis yang dimulai dari titik *exit point* pada kurva *fault on trajectory* hingga mencapai CUEP. *Plotting* grafik trajektori kritis ini didasarkan pada generator kritis.



DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability" *IEEE Transactions on Power system* , vol. 19, no. 2, may 2004.
- [2] Grainger, J.J., Stevenson, W.D., "Power System Analysis", New York: McGraw-Hill, Inc, 1994
- [3] Kundur, P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [4] Fouad, A, V. Vittal, S. Rajagopal, "Direct Transient Stability Analysis Using Energy Functions Application To Large Power Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-2, No. 1, February 1987.
- [5] C.D. Hasio, W.F. Felix, and V.P. Pravin, "A BCU Method For Direct Analysis on Power System Transient Stability", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.9, No.3, August 1994.
- [6] S.Ricky, A.Priyadi, and N. Satriadi, "Perbaikan Perhitungan Waktu Pemutusan Kritis Berbasis Fungsi Energi Dengan Menggunakan Metode Shadowing," *Jurnal Teknik POMITS*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2013.
- [7] N. Yorino, A. Priyadi, Hironori K., dan M. Takeshita, "A New Method for Obtaining Critical Clearing Time for Transient Stability," *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 25, No. 3, August 2010.
- [8] A.Priyadi, N.Yorino, Q.A.Ony, P.H.Mauridhi, "CCT Computation Method Based on Critical Trajectory Using Simutaneous Equations For Transient Stability Analysis", *International Confrence on Information Technology and Electrical Engineering – 6th (ICITEE)*, 2014, Yogyakarta,Indonesia.
- [9] A. Priyadi, N. Yorino, M. Tanaka, T. Fujiwara, Y. Zoka, H. Kakui, and M. Takeshita, "A Direct Method for Obtaining Critical Clearing Time for Transient Stability Using Critical Generator Conditions," *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 22, no. 5, pp. 674-687, June 2012.
- [10] A. Priyadi, N. Yorino, Y. Sasaki, M. Tanaka, T. Fujiwara, Y. Zoka, H. Kakui, and M. Takeshita, "Comparison of Critical

Trajectory Methods for Direct Method for Transient Stability,”
IEEE Transactions on Power and Energy, vol. 130, no. 10, pp.
870-876, October 2010.

- [11] N. Yorino, E. Popov, Y. Zoka, Y. Sasaki, and H. Sugihara, “*An Application of Critical Trajectory Method to BCU Problem for Transient Stability Studies,*” IEEE Transaction On Power Systems, Vol.28, No.4, November 2013.
- [12] Dong, Hsiao dan Chiang, “*Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power System*”. Canada: John Wiley & Sons, Inc, 2011.
- [13] A.Surya, A.Priyadi, Y.Teguh, “*Perhitungan Critical Clearing Time Dengan Menggunakan Metode Time Domain Simulation*”, Jurnal Teknik POMITS, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2012.

BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

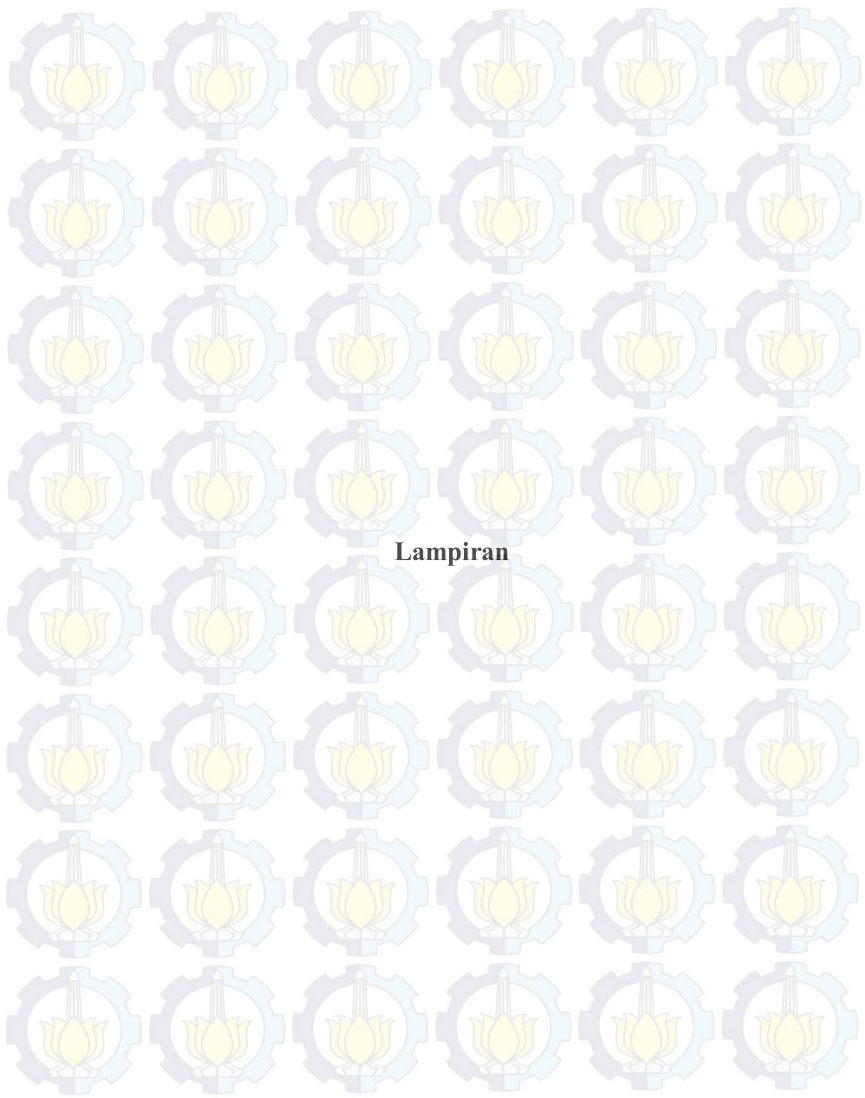
Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisa dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Analisa kestabilan transien dalam sistem tenaga difokuskan ke dalam analisa kestabilan sudut rotor generator akibat hubung singkat yang terjadi pada salah satu saluran transmisi ganda/*double circuit*.
2. Metode yang diusulkan merupakan metode trajektori kritis (*critical trajectory*) berbasis *boundary value*. Batasan awal (*initial condition*) berupa *exit point* dan batasan akhir (*end point*) berupa CUEP.
3. Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan pada sistem Anderson dan Fouad 3 Generator 9 Bus dan sistem IEEE 6 Generator 30 Bus, metode trajektori kritis mampu diaplikasikan ke dalam metode BCU Shadowing. Terlihat bahwa metode ini mampu menentukan nilai CUEP di tiap titik gangguan.
4. Pada sistem Anderson dan Fouad 3 Generator 9 Bus terdapat 9 titik gangguan dimana akan dihasilkan 9 nilai CCT yang berbeda. Nilai CCT yang digunakan ialah yang paling kecil yaitu 0,2100 s. Nilai CCT ini di-*setting* pada CB (*Circuit Breaker*) didekat generator.
5. Pada sistem IEEE 6 Generator 30 Bus terdapat 10 kemungkinan titik gangguan dimana akan dihasilkan 10 nilai CCT yang berbeda. Nilai CCT yang digunakan ialah yang paling kecil yaitu 0,7350 s. Nilai CCT ini di-*setting* pada CB (*Circuit Breaker*) didekat generator.
6. Pada sistem tenaga Fouad dan Anderson 3 Generator 9 Bus, nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 5,2 % sedangkan pada metode BCU Shadowing sebesar 8,12 %, sedangkan *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,26 % dan pada metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,58 %.
7. Pada Sistem tenaga IEEE 6 Generator 30 Bus, nilai *absolute error* untuk metode yang diusulkan sebesar 4,06 % sedangkan pada metode BCU Shadowing sebesar 6,26 %, sedangkan *average error* untuk metode yang diusulkan sebesar 1,91% dan pada metode BCU Shadowing memiliki *average error* sebesar 2,92 %.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan penulis untuk perbaikan dan pengembangan selanjutnya dari metode ini dijabarkan sebagai berikut :

1. Perlu dilakukan pengujian dari metode ini untuk sistem tenaga listrik yang lebih kompleks dengan penambahan koefisien damping pada tiap generator, penambahan kontroler (AVR dan Governor), konfigurasi jaringan (radial), dan pemodelan generator yang lebih kompleks.
2. Perlu dilakukan pengujian untuk analisa kestabilan transien dengan mempertimbangkan gangguan non simetri, mengingat gangguan yang bersifat non simetri ini memiliki presentase kemungkinan terjadi paling sering dalam sistem tenaga.



Lampiran